



## ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERO INDUSTRIAL

Título del proyecto:

OPTIMIZACIÓN, ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD Y DISEÑO  
DE UN SISTEMA HÍBRIDO RENOVABLE AISLADO PARA  
LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA  
LAGUNA COLORADA (BOLIVIA).

Alumno: Jorge Piedrafita Fernández

Tutor: Vicente Senosiáin Miquélez

Pamplona, 20 Junio de 2012



## Resumen

---

La creciente necesidad de desarrollar nuevas soluciones energéticas que sean económicamente viables, no sean dependientes de recursos agotables y a su vez minimicen el impacto ambiental, ha impulsado el estudio y la implementación de sistemas renovables de generación eléctrica como una gran alternativa a los sistemas de generación tradicionales.

En particular, la incorporación de estas tecnologías está teniendo una gran importancia en el suministro de energía eléctrica para los numerosos núcleos rurales que aún existen en el mundo sin acceso a la electricidad. Muchos de estos núcleos, se encuentran muy alejados de la red eléctrica y suponen un mínimo consumo por lo que a las compañías de distribución no les resulta rentable la extensión de la red. Así, frente al elevado coste de la extensión, un sistema de generación aislada para formar una minired es la única alternativa económicamente viable para acceder a la electricidad.

En estos sistemas de generación aislada, la solución más ampliamente adoptada hasta hace unos años era la generación con combustibles fósiles mediante un grupo electrógeno. Sin embargo, gracias al descenso paulatino de los costes y a la mejora de la eficiencia de las tecnologías renovables, éstas se han ido incorporando como complemento o sustitución del grupo electrógeno. Esta incorporación, no solo permite reducir los costos de generación a largo plazo, sino que también constituye un importante paso hacia una generación de energía con mínimo impacto ambiental y hacia el desarrollo sostenible.

Esto es así porque, en el caso de la incorporación de las fuentes renovables como complemento al grupo electrógeno, es posible reducir el número de horas de uso del grupo y por tanto el coste de consumo de combustible al mismo tiempo que se evitan emisiones contaminantes. A este sistema compuesto por más de una fuente energética se le conoce como sistema híbrido de generación. En el caso de la sustitución del grupo, se eliminan por completo las emisiones y no hay costes asociados al uso del combustible. Sin embargo se reduce la fiabilidad del suministro pues depende fuertemente del recurso renovable existente.

En este sentido, para estos sistemas en los que se sustituye por completo el grupo electrógeno, es posible formar también un sistema híbrido únicamente con fuentes renovables complementarias de tal forma que, en caso de ausencia de uno de los recursos, quepa la posibilidad de aprovechar el otro, aumentando así la fiabilidad del suministro.

No obstante, el éxito en la implementación de un sistema aislado o mini-red no está basado únicamente en las tecnologías empleadas sino también en su administración sostenible en cuanto a financiamiento, mantenimiento y operación y en cuanto a las condiciones socioeconómicas y medioambientales del lugar en el que se pretende implementar. Por ello, en el diseño de estos sistemas aislados rurales nunca debe considerarse únicamente un criterio, como podría ser el económico, sino que se debe hallar una solución de compromiso que, atendiendo a todos los criterios, sea sostenible para el lugar proyectado.

Así, con el presente proyecto, se pretende proponer una solución a la carencia de energía eléctrica en la zona del campamento de la Laguna Colorada (Bolivia) mediante la generación eléctrica para una mini-red por medio de un sistema híbrido renovable, teniendo en cuenta criterios de sostenibilidad económica, social y medioambiental.

El proyecto se estructura en dos partes diferenciadas. La primera consiste en una introducción a la situación energética en Bolivia, una resumida revisión bibliográfica acerca de los sistemas híbridos y un estudio del modelado y la simulación. Todos estos puntos son necesarios para el desarrollo adecuado de la segunda parte en la que se realiza el estudio de factibilidad, optimización y diseño del sistema híbrido para la Laguna Colorada.

Así, la primera parte trata los antecedentes del proyecto, ahondando en los aspectos de la falta de acceso a la red eléctrica en Bolivia y en los problemas medioambientales derivados de la generación con combustibles fósiles; el estado del arte de los sistemas de generación eléctrica aislada, haciendo hincapié en los sistemas híbridos y en particular en los eólicos-fotovoltaicos y todos los elementos que los componen; finalmente desarrolla los aspectos teóricos del modelado y simulación de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico. La segunda parte trata la parte práctica del proyecto en la Laguna Colorada (Bolivia); la toma de datos y el análisis de los recursos renovables y su cuantificación, la simulación mediante MATLAB y HOMER, la optimización del sistema, la selección de la solución más adecuada, el diseño de la instalación y una pequeña evaluación ambiental de la propuesta.



# Agradecimientos

---

Quiero expresar mi agradecimiento a quienes me han ayudado de alguna forma durante el tiempo de desarrollo de este proyecto final de carrera.

Así, agradezco a:

Susana Irisarri y a todos los miembros de la sección de cooperación al desarrollo de la UPNA por haber hecho posible mi estancia en Bolivia tras el curso de formación solidaria.

Alba Gamarra, directora de CINER, y los demás miembros del CINER que me ayudaron en mi estancia en Cochabamba y me ofrecieron un buen ambiente de trabajo.

Norbert Hackenberg, miembro de la cooperación alemana en Bolivia, por su interés mostrado en el proyecto y las clases acerca de la evaluación del recurso eólico y el empleo de programas informáticos para ese fin.

Ivailo Peña, gerente de SIE SA, por la información proporcionada acerca de los precios de los equipos disponibles en Bolivia.

Vicente Senosiáin, mi tutor, por su orientación, ayuda y consejo con los aspectos técnicos del proyecto a mi vuelta de Bolivia.

Mi familia, especialmente mis padres, y a mis amigos y compañeros, sin cuyo apoyo y cercanía el desarrollo del proyecto se habría vuelto mucho más difícil.



# Índice

---

RESUMEN .....	I
AGRADECIMIENTOS.....	III
ÍNDICE.....	V
NOMENCLATURA.....	IX
<b>1 PREÁMBULO .....</b>	<b>1</b>
<b>2 INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>5</b>
2.1 ORIGEN Y MOTIVACIÓN DEL PROYECTO .....	5
2.2 PROPÓSITO, METODOLOGÍA Y ALCANCE.....	5
2.3 HERRAMIENTAS.....	6
2.4 OBJETIVOS.....	6
2.4.1 General.....	6
2.4.2 Específicos .....	6
2.5 ANTECEDENTES .....	7
2.5.1 La realidad energética en Bolivia .....	7
2.5.2 El sector eléctrico en Bolivia.....	10
2.5.3 La electrificación rural en Bolivia .....	12
2.5.4 El problema medioambiental de la generación eléctrica y la importancia del uso de fuentes renovables .....	14
2.6 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO .....	16
<b>3 MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>19</b>
3.1 ESTADO DEL ARTE DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN SISTEMAS AISLADOS.....	19
3.1.1 Generación a partir de combustibles fósiles – grupo electrógeno .....	19
3.1.2 Generación a partir de fuentes renovables .....	20
3.1.3 Generación mediante un sistema híbrido .....	22
3.2 ESTADO DEL ARTE DE LOS SISTEMAS HÍBRIDOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA .....	25
3.2.1 Tipos de sistemas híbridos según la naturaleza de sus fuentes.....	25
3.2.2 Tipos de sistemas híbridos según la configuración del bus .....	27
3.3 INTRODUCCIÓN AL PROBLEMA DE DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE UN SISTEMA HÍBRIDO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA .....	31
3.3.1 Diseño y rentabilidad de un sistema híbrido.....	31
3.3.2 El problema de optimización .....	32
3.3.3 Enfoques convencionales al problema de diseño.....	32
3.4 COMPONENTES DE UN SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-FOTOVOLTAICO Y SU FUNCIONAMIENTO.....	34
3.4.1 Generadores – módulos fotovoltaicos.....	34
3.4.2 Generadores - aerogenerador .....	36
3.4.3 Almacenamiento de energía .....	38

3.4.4	Cargas.....	43
3.4.5	Sistemas de conversión de potencia .....	43
3.4.6	Aparatos de control .....	45
3.4.7	(BOS) Balance of system .....	47
3.5	BASES DEL MODELADO Y SIMULACIÓN DE UN SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-FOTOVOLTAICO. ....	48
3.5.1	Modelo de los componentes y su funcionamiento .....	48
3.5.2	Modelo económico .....	52
3.5.3	Teoría de la simulación y optimización de un sistema híbrido.....	54
4	INFORMACIÓN SOBRE LA ZONA DEL PROYECTO .....	59
4.1	CARACTERÍSTICAS DEL CAMPAMENTO DE LA LAGUNA COLORADA.....	59
4.1.1	Ubicación.....	59
4.1.2	Fisiografía de la región .....	60
4.1.3	Comunicaciones .....	60
4.1.4	Edificaciones y población.....	61
4.2	ESTUDIO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA .....	62
4.2.1	Estimación de la demanda eléctrica.....	62
4.2.2	Proyección de la demanda para el horizonte del proyecto .....	65
4.2.3	Resultados y curvas de demanda .....	66
4.3	EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES DISPONIBLES .....	68
4.3.1	Fuentes de energía renovable para generación eléctrica factibles en la región .....	68
4.3.2	Adquisición de los datos de los recursos renovables factibles .....	69
4.3.3	Validación independiente de los datos de los recursos renovables factibles.....	70
4.3.4	Tratamiento de los datos y evaluación de viabilidad para generación eléctrica.....	73
4.3.5	Complementariedad entre la energía eólica y solar – conveniencia de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico .....	86
5	SELECCIÓN COMERCIAL DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA .....	89
5.1	DISPONIBILIDAD LIMITADA EN BOLIVIA .....	89
5.2	AEROGENERADOR.....	89
5.2.1	Selección del aerogenerador.....	89
5.2.2	Justificación.....	90
5.2.3	Curvas del aerogenerador .....	92
5.3	PANELES FOTOVOLTAICOS.....	92
5.3.1	Selección .....	92
5.3.2	Justificación.....	93
5.4	BATERÍAS .....	93
5.4.1	Selección .....	93
5.4.2	Justificación.....	93
5.5	INVERSOR Y RECTIFICADOR.....	95
5.5.1	Selección .....	95
5.5.2	Justificación.....	95
5.6	REGULADOR DE LAS BATERÍAS Y MPPT .....	95

5.6.1	<i>Selección</i> .....	95
5.6.2	<i>Justificación</i> .....	95
<b>6</b>	<b>DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO - FOTVOLTAICO: SIMULACIÓN Y OPTIMIZACIÓN</b> .....	<b>97</b>
6.1	APROXIMACIÓN A LA SOLUCIÓN: SIMULACIÓN DEL SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO - FOTVOLTAICO CON MATLAB .....	97
6.1.1	<i>Resultados</i> .....	98
6.2	SIMULACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA AISLADO HÍBRIDO EÓLICO - FOTVOLTAICO CON HOMER .....	102
6.2.1	<i>Restricciones</i> .....	102
6.2.2	<i>Control del sistema</i> .....	102
6.2.3	<i>Parámetros económicos</i> .....	102
6.2.4	<i>Demanda</i> .....	103
6.2.5	<i>Recursos renovables</i> .....	104
6.2.6	<i>Temperatura ambiente</i> .....	104
6.2.7	<i>Componentes del sistema híbrido</i> .....	105
6.2.8	<i>Resultados</i> .....	110
6.3	VALIDEZ DE LA SIMULACIÓN CON MATLAB.....	114
<b>7</b>	<b>SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE ELECTRIFICACIÓN PARA EL CAMPAMENTO DE LA LAGUNA COLORADA</b> .....	<b>115</b>
7.1	SIMULACIÓN DE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS DE ELECTRIFICACIÓN CON HOMER ....	115
7.1.1	<i>Extensión de la red eléctrica</i> .....	115
7.1.2	<i>Sistema con grupo electrógeno</i> .....	115
7.2	RESULTADOS Y COMPARACIÓN DE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA AISLADA .....	119
7.2.1	<i>Análisis de sensibilidad del precio del combustible</i> .....	119
7.2.2	<i>Resultados con el precio estimado de combustible</i> .....	120
7.3	SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA AISLADA.....	122
7.4	COMPARACIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA AISLADA CON LA EXTENSIÓN DE LA RED ELÉCTRICA .....	124
<b>8</b>	<b>DISEÑO DE LA INSTALACIÓN DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA: SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-FOTVOLTAICO-DIESEL</b> .....	<b>125</b>
8.1	ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN.....	125
8.1.1	<i>Módulos fotovoltaicos</i> .....	125
8.1.2	<i>Aerogeneradores</i> .....	125
8.1.3	<i>Generador diesel</i> .....	126
8.1.4	<i>Reguladores de carga</i> .....	126
8.1.5	<i>Banco de baterías</i> .....	126
8.1.6	<i>Inversores</i> .....	126
8.1.7	<i>Conductores</i> .....	127

8.2	ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN .....	128
8.3	RESUMEN DE JUSTIFICACIÓN DE VARIABLES DEL SISTEMA .....	130
8.4	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN .....	133
8.4.1	<i>Instalación modular</i> .....	133
8.4.2	<i>Mantenimiento</i> .....	133
<b>9</b>	<b>IMPACTO MEDIOAMBIENTAL DE LA INSTALACIÓN PROPUESTA .....</b>	<b>135</b>
9.1	GENERADORES FOTOVOLTAICOS .....	135
9.2	GENERADORES EÓLICOS .....	136
9.3	GRUPO ELECTRÓGENO.....	137
9.4	BATERÍAS .....	137
9.5	DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA .....	137
9.6	COMUNICACIONES.....	138
<b>10</b>	<b>RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....</b>	<b>139</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>141</b>
	<b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>145</b>
	<b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>	<b>148</b>
	<b>ANEXOS .....</b>	<b>151</b>
	ANEXO I - CÁLCULO DE LA RADIACIÓN INCIDENTE SOBRE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO INCLINADO A PARTIR DE LA RADIACIÓN SOLAR HORIZONTAL .....	151
	ANEXO II - DISTRIBUCIÓN HORARIA Y RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN Y ANÁLISIS DE LA DEMANDA DEL CAMPAMENTO DE LA LAGUNA COLORADA .....	157
	ANEXO III - OBTENCIÓN DE LA DENSIDAD DEL AIRE EN FUNCIÓN DE LA ALTURA A PARTIR DE LAS CONDICIONES ESTÁNDAR.....	163
	ANEXO IV - CÁLCULOS DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA EÓLICA PARA LA SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR .....	165
	ANEXO V - INFORME DE HOMER DE LOS RESULTADOS DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA ....	173
	ANEXO VI - DISEÑO Y CÁLCULO DE LOS CONDUCTORES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA .....	183
	ANEXO VII - HOJAS DE CARACTERÍSTICAS.....	189
	ANEXO VIII - LÍNEAS DE PROGRAMA DE MATLAB .....	199

# Nomenclatura

---

## Letras latinas

$a$	Exponente de la ley de potencia
$A$	Área barrida por el rotor del aerogenerador [m <sup>2</sup> ]
$A_{FV}$	Área efectiva del módulo fotovoltaico [m <sup>2</sup> ]
$A_i$	Índice de anisotropía de radiación
$c$	factor de escala de weibull [m/s]
$C_{(om)0}$	Coste de operación y mantenimiento en el primer año [€]
$C_0$	Coste total del transporte, acondicionamiento e instalación para todos los equipos [€]
$CB$	Capacidad total del banco de baterías [Wh]
$C_{bat}$	Coste de una batería [€]
$C_{CB}$	Coste del cargador (regulador MPPT) de baterías [€]
$cf$	Ciclos hasta el fallo (ciclos)
$C_{FV}$	Coste de un módulo fotovoltaico [€]
$C_{GE}$	Coste de un generador eólico [€]
$C_i$	Coste inicial del sistema [€]
$C_{inv}$	Coste de un inversor [€]
$C_N$	Capacidad nominal de una batería [Ah]
$C_{om}$	Coste de operación y mantenimiento actualizado al año 0 [€]
$C_p$	Coeficiente de potencia del aerogenerador
$C_{pm}$	Coeficiente de potencia medio (%)
$C_{pmax}$	Coeficiente de potencia máximo (%)
$C_{rep}$	Coste de los reemplazamientos actualizado al año 0 [€]
$CRF$	Factor de recuperación del capital (Capital Recovery Factor)
$Cs$	Coeficiente de seguridad
$d$	Demanda eléctrica diaria [Wh/día]
$DA$	Días de autonomía del banco de baterías [días]
$D_{elec}$	Densidad eléctrica del aerogenerador [kW]
$DOD$	Profundidad de descarga (Depth Of Discharge) de la batería (%)
$DOD_{max}$	Profundidad de descarga máxima permisible de la batería
$dr$	Diámetro del rotor del aerogenerador [m]
$D_{viento}(v)$	Densidad energética del viento a la velocidad $v$ [W]

$E_D(t)$	Energía sobrante generada que no es aprovechada por la carga en el intervalo de tiempo entre t-1 y t [Wh]
$E_e$	Energía eléctrica anual del aerogenerador [kWh/año]
$E_{FV}(t)$	Energía generada por el generador fotovoltaico durante el intervalo de tiempo entre t-1 y t [Wh]
$E_{GE}(t)$	Energía generada por el aerogenerador [Wh] durante el intervalo de tiempo entre t-1 y t
$E_{gen}(t)$	Energía total generada por el aerogenerador más el generador fotovoltaico durante el intervalo de tiempo entre t-1 y t [Wh]
$E_L(t)$	Energía consumida por la carga durante el intervalo de tiempo entre t-1 y t [Wh]
$E_v$	Energía del viento anual [kWh/año]
$f$	Factor de brillo de horizonte
$f(v)$	Frecuencia de la velocidad del viento v
$f_0$	Tasa de inflación del coste de reemplazamiento de componentes
$f_1$	Tasa de inflación del coste de operación y mantenimiento
$F_s$	Factor de simultaneidad
$F_t$	Factor de corrección de temperatura para la capacidad de la batería
$F_u$	Factor de utilización
$g$	Aceleración de la gravedad (=9,81) [m/s <sup>2</sup> ]
$G$	Irradiancia global horizontal [kW/m <sup>2</sup> ]
$G_0$	Irradiancia horizontal extraterrestre [kW/m <sup>2</sup> ]
$G_{0n}$	Irradiancia normal extraterrestre [kW/m <sup>2</sup> ]
$G_b$	Irradiancia directa [kW/m <sup>2</sup> ]
$G_d$	Irradiancia difusa [kW/m <sup>2</sup> ]
$G_{sc}$	Constante solar (=1,367) [kW/m <sup>2</sup> ]
$G_t$	Irradiancia sobre el plano inclinado correspondiente a la inclinación del módulo [W/m <sup>2</sup> ]
$h_c$	Hora civil [horas]
$H_{eq}$	Horas equivalentes del aerogenerador [horas]
$h_s$	Hora solar [horas]
$I$	Corriente eléctrica [A]
$i_{cob}$	Índice de cobertura
$i_{cpob}$	Índice de crecimiento poblacional (%)
$i_{ten}$	Índice de tenencia
$k$	Factor de forma de weibull
$k_d$	Tasa de interés real anual
$k_t$	Índice de claridad



$l$	Longitud del conductor eléctrico [m]
$LCC$	Coste de vida del sistema (Life Cycle Cost) [€]
$LCE$	Coste de generación de la electricidad (Levelised Cost of Electricity) [€/kW]
$LPS(t)$	Energía no suministrada a la carga en el intervalo de tiempo entre t-1 y t [Wh]
$LPSP$	Probabilidad de falta de suministro eléctrico (Loss of Power Supply Probability)
$m$	periodo de crecimiento poblacional [años]
$n$	Día del año (desde 1 hasta 365) [días]
$N_{bat}$	Número de baterías
$N_{CB}$	Número de cargadores de baterías (reguladores MPPT)
$N_{FV}$	Número de módulos fotovoltaicos
$N_{GE}$	Número de generadores eólicos
$N_{inv}$	Número de inversores
$NOCT$	Temperatura nominal de funcionamiento de la célula fotovoltaica [°C]
$N_{repmat}$	Número de reemplazamientos de las baterías durante la vida del proyecto
$N_{repFV}$	Número de reemplazamientos del módulo fotovoltaico durante la vida del proyecto
$N_{repGE}$	Número de reemplazamientos del generador eólico durante la vida del proyecto
$N_{repinv}$	Número de reemplazamientos del inversor durante la vida del proyecto
$P$	Presión del aire [Pa]
$P_0$	Presión estándar [Pa]
$P_1$	Carga de potencia horaria vista desde el inversor [W]
$P_2$	Demanda de potencia horaria [W]
$P_{FV}$	Potencia eléctrica instantánea generada por el módulo fotovoltaico [W]
$P_{GE}$	Potencia eléctrica instantánea generada por el aerogenerador [W]
$P_{N,GE}$	Potencia nominal del aerogenerador [W]
$Pob_0$	Cantidad de población actual
$Pob_m$	Cantidad de población estimada para el año m
$\overline{Pot}$	Potencia media de un equipo eléctrico durante todo su uso [W]
$Pot_{e0}$	Potencia eléctrica del aerogenerador a 0m sobre el nivel del mar [kW]
$Pot_{e4335}$	Potencia eléctrica del aerogenerador a 4335m sobre el nivel del mar [kW]
$Pot_N$	Potencia nominal de un equipo eléctrico [W]
$Pot_v$	Potencia del viento [W]
$Q$	Energía almacenada en la batería [kWh]
$R$	Resistencia eléctrica [ $\Omega$ ]
$R_g$	Constante específica del gas [J/(kg · K)]

$s$	Sección del conductor eléctrico [mm <sup>2</sup> ]
$SOC$	Estado de carga (State Of Charge) de la batería (%)
$SOC_{max}$	Estado máximo de carga permisible para el banco de baterías [Wh]
$SOC_{min}$	Estado mínimo de carga permisible para el banco de baterías [Wh]
$t$	Hora del año (desde 1 hasta 8760) [horas]
$T$	Temperatura del aire [K]
$T_0$	Temperatura estándar [K]
$T_a$	Temperatura ambiente [°C]
$T_c$	Temperatura del módulo fotovoltaico [°C]
$T_r$	Temperatura de referencia de la célula fotovoltaica [°C]
$u_1$	Tensión nominal en bornes del inversor [V]
$u_2$	Tensión en el extremo del usuario [V]
$U_L$	Coefficiente global de transmisión de calor [W/(m <sup>2</sup> · °C)]
$U_N$	Tensión nominal de la batería [V]
$v$	Velocidad del viento a la altura del eje del aerogenerador [m/s]
$v(z_{anem})$	Velocidad del viento a la altura del anemómetro [m/s]
$v(z_{hub})$	Velocidad del viento a la altura del eje de la turbina [m/s]
$V_a$	Velocidad de arranque del aerogenerador [m/s]
$V_N$	Velocidad a la que se alcanza la potencia nominal del aerogenerador [m/s]
$V_p$	Velocidad de parada del aerogenerador [m/s]
$y$	Periodo de vida del proyecto [años]
$z$	Altitud sobre el nivel del mar [m]
$z_0$	Altura de rugosidad del terreno [m]
$z_{anem}$	Altura del anemómetro sobre el terreno [m]
$Z_c$	Zona horaria [horas]
$z_{hub}$	Altura del eje de la turbina sobre el terreno [m]

## Letras griegas

$\alpha$	Coefficiente de absorbancia
$\beta$	Inclinación de la superficie del módulo sobre la horizontal [°]
$\beta t$	Coefficiente de eficiencia de temperatura del módulo fotovoltaico [°C <sup>-1</sup> ]
$\delta$	Declinación solar [°]
$\eta_{CB}$	Eficiencia del cargador de baterías
$\eta_{FV}$	Eficiencia instantánea del módulo fotovoltaico

$\eta_{inv}$	Eficiencia de conversión del inversor
$\eta_{pt}$	Eficiencia del seguidor de potencia MPPT
$\eta_r$	Eficiencia de referencia del módulo fotovoltaico
$\theta$	Ángulo de incidencia [°]
$\lambda$	Longitud [°]
$\mu_x$	Media de la variable aleatoria X
$\rho$	Densidad del aire [kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_0$	Densidad del aire en condiciones atmosféricas estándar [kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_g$	Albedo terrestre (%)
$\rho_{XY}$	Coefficiente de correlación de Pearson para las variables aleatoria X e Y
$\sigma$	Coefficiente de autodescarga de la batería [horas <sup>-1</sup> ]
$\sigma_x$	Desviación típica de la variable aleatoria X
$\sigma_{xy}$	Covarianza de las variables aleatorias X e Y
$\tau$	Coefficiente de transmitancia
$\nu_{zs}$	Ángulo de zenit [°]
$\varphi$	Latitud [°]
$\chi$	Conductividad eléctrica del material [m/( $\Omega \cdot \text{mm}^2$ )]
$\psi$	Ángulo de azimuth de la superficie [°]
$\omega$	Ángulo horario [°]



# 1 Preámbulo

---

*“La falta de energía limita el desarrollo humano y la fuerte dependencia de fuentes tradicionales como la biomasa está acompañada de problemas de salud y de degradación ambiental. Encontrar una manera factible de solucionar los problemas de los pobres con la energía es una condición imprescindible para que alcancen su propio desarrollo y para la protección del medio ambiente” [1]*

La energía juega un papel fundamental en el desarrollo social y económico ya que sustenta la actividad económica, aumenta la productividad y proporciona acceso a los mercados para el comercio. En términos menos generales, la energía hace posible la iluminación, los sistemas de comunicación, el desarrollo de negocios, la mejora de la educación y la salud pública... De esta manera, el acceso a la energía es un factor fundamental en la erradicación de la pobreza y por tanto en el cumplimiento de los llamados “objetivos del milenio”.

Los objetivos de desarrollo del milenio son ocho propósitos de desarrollo humano fijados en el año 2000, que los 193 países miembros de las Naciones Unidas acordaron conseguir para el 2015. Estos son:

- Erradicar la pobreza extrema y el hambre
- Lograr la enseñanza primaria universal
- Promover la igualdad entre los géneros y la autonomía de la mujer
- Reducir la mortalidad infantil
- Mejorar la salud materna
- Combatir el VIH/SIDA, el paludismo y otras enfermedades
- Garantizar el sustento del medio ambiente
- Fomentar una asociación mundial para el desarrollo

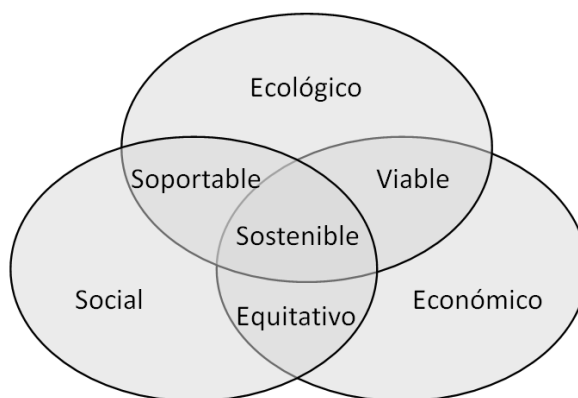
Así, el acceso universal a la energía, en concreto a la energía eléctrica, supone un paso muy importante para la consecución de estos objetivos. Permite erradicar el hambre gracias a la conservación de alimentos, el uso de maquinaria para la irrigación y trabajo de los cultivos, y al aumento de las horas productivas por la iluminación. Igualmente mejora las condiciones en escuelas y hospitales, proporcionando nuevos equipos al servicio de la enseñanza y la medicina. Esto ayuda a la enseñanza universal, a la reducción de la mortalidad infantil, a mejorar la salud materna, a combatir enfermedades... Finalmente, permite reducir el trabajo diario de las mujeres eliminando el tiempo de búsqueda de fuentes energéticas (biomasa), de búsqueda de agua gracias al bombeo... lo que permite mayor autonomía y promueve la igualdad de la mujer.

Además, si la energía es administrada adecuadamente, permite garantizar el sustento del medio ambiente. En este sentido, las energías renovables tienen un papel muy importante para la generación de energía de forma medioambientalmente sostenible.

Sin embargo, el desarrollo sostenible no debe entenderse como una cuestión únicamente medioambiental. En 1987 la Comisión Mundial de Medio Ambiente y Desarrollo de las Naciones Unidas formalizó la definición de desarrollo sostenible en el conocido Informe Brundtland como:

*“Desarrollo que satisface las necesidades de las generaciones actuales sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer las suyas”*

De esta forma, el ámbito del desarrollo sostenible se puede dividir en tres componentes de tres clases: ecológico, económico y social. Así, un equilibrado desarrollo de los tres grupos es el que conduce al desarrollo sostenible.



*Figura 1.1 Componentes del desarrollo sostenible*

Volviendo al acceso universal de la energía como factor clave en los objetivos de desarrollo del milenio, y relacionándolo con el desarrollo sostenible, un acceso universal a la energía se debe entender como un servicio que cubre las necesidades energéticas de forma equitativa para todos, de manera fiable durante un largo plazo, a un precio asequible y sin comprometer los recursos energéticos y de desarrollo de generaciones futuras.

Así, el consejo de energía mundial (WEC – siglas en inglés, World Energy Council) divide los objetivos del desarrollo de la energía de una forma sostenible en tres [2]:

- Accesibilidad: se refiere al suministro de energía de forma económicamente viable para todos
- Disponibilidad: se refiere a la calidad y fiabilidad del servicio y su continuidad a largo plazo
- Aceptabilidad: se refiere a objetivos medioambientales y la actitud social

En definitiva, el acceso a la energía eléctrica es un servicio aún indisponible para alrededor de 1600 millones de personas en el mundo y juega un papel fundamental en el desarrollo. Sin embargo, su progresiva expansión debe atender a los criterios de desarrollo sostenible para conseguir un acceso viable, fiable y duradero.

Así, en particular las energías renovables pueden tener un importante papel en la electrificación rural pero no se debe desatender los diferentes aspectos que recoge el desarrollo sostenible. Es decir, si bien son ecológicamente sostenibles, para la consecución de un acceso a la energía sostenible, también deberán ser económicamente y socialmente sostenibles.

En este sentido, todo proyecto de electrificación rural con energías renovables, debe considerar la generación de energía mediante otras alternativas más económicas teniendo en cuenta la capacidad y voluntad de pago de los usuarios, debe conseguir una aceptación social a las tecnologías introducidas y que no genere desigualdades y debe desarrollar un programa de capacitación para atender la operación y mantenimiento para que el acceso a la electricidad sea fiable y duradero.





## 2 Introducción

---

### 2.1 Origen y motivación del proyecto

La elaboración de este proyecto responde a la finalización de mis estudios de Ingeniería Industrial. Debido a mi intensificación en Mecánica y en Automática y Electrónica, quería que el proyecto abarcara de alguna manera las dos ramas, de tal forma que pudiese aplicar lo más posible los conocimientos aprendidos durante la carrera.

Por otra parte, mis inquietudes en materia de cooperación, me llevaron a realizar un curso de formación solidaria y de cooperación, tras el cual recibí una beca para poder realizar una estancia de 6 meses para la elaboración de este proyecto en un país en “vías de desarrollo” como es Bolivia.

Así, una vez en Bolivia, me informé acerca de las carencias y necesidades básicas no cubiertas en el país. Entre ellas me interesó la falta de electrificación sobre todo en el entorno rural. De esta forma, intentando conjuntar tanto mis conocimientos técnicos como mis inquietudes en materia de cooperación y de desarrollo sostenible, me decanté por realizar un estudio de factibilidad de generación eléctrica para una comunidad aislada mediante fuentes renovables.

### 2.2 Propósito, metodología y alcance

Con el presente proyecto se pretende realizar una introducción a la optimización de sistemas híbridos y analizar la factibilidad de generar energía eléctrica para un sistema aislado mediante fuentes de energía renovable. Además, se trata de que el sistema de generación final sea dimensionado de tal forma que abastezca la demanda eléctrica con un grado de fiabilidad elevado y que el coste sea el menor de todas las posibilidades planteadas. Al mismo tiempo, se pretende que constituya un sistema sostenible para las condiciones sociales, económicas y ambientales del lugar.

Para realizar el análisis de factibilidad y el diseño de la instalación híbrida es preciso conocer las características y el modo de operación de los diferentes componentes que conformarán el sistema. Además, para el dimensionamiento óptimo de un sistema híbrido, es crucial conocer los métodos existentes para el modelado y simulación del sistema, todos los parámetros, restricciones y variables que pueden intervenir en el proceso de optimización y los criterios de selección del sistema óptimo.

Para ello en la primera parte del proyecto se pone de manifiesto toda la investigación de las fuentes bibliográficas que ha sido necesaria para poder dimensionar, optimizar y caracterizar adecuadamente la instalación híbrida eólica fotovoltaica.

En la segunda parte del proyecto, una vez introducidos los conceptos necesarios, se desarrolla la parte técnica del proyecto. Se realiza una introducción a la zona de la instalación, una estimación detallada de la demanda actual y futura, una evaluación de los recursos renovables disponibles y un sondeo y selección de componentes comercialmente disponibles en Bolivia. A continuación se

dimensiona el sistema, inicialmente se simula con MATLAB para aproximarse a la solución óptima y poner de manifiesto los modelos y método de optimización introducido en la primera parte del proyecto. Después esta simulación se complementa con la del programa HOMER, mediante el cual no sólo se simula el sistema híbrido eólico-fotovoltaico sino que también se compara con otras alternativas posibles para determinar cuál es la mejor opción. Finalmente se calcula y diseña la instalación con los equipos seleccionados y se desarrolla a grandes rasgos el impacto ambiental de la misma.

## 2.3 Herramientas

Para el desarrollo del proyecto se han empleado básicamente herramientas informáticas. Los programas fundamentales han sido HOMER, MATLAB, Excel y Word. También se han empleado aunque en menor medida programas gráficos para las figuras de esta memoria como Autocad, PhotoShop, Gimp y Publisher. Finalmente indispensable ha sido un explorador web y todas las referencias documentales a las que se hace reseña en el apartado de Bibliografía.

## 2.4 Objetivos

### 2.4.1 General

Analizar la factibilidad de generación de energía eléctrica en un sistema aislado mediante fuentes renovables en el campamento de la Laguna Colorada (Sud Lípez, Bolivia), seleccionar la solución más adecuada y diseñar la instalación.

### 2.4.2 Específicos

- Introducirse en la simulación y optimización de sistemas híbridos aislados y proponer un modelo de un sistema híbrido para la simulación y optimización, que recoja la disponibilidad de los recursos energéticos y los aspectos tecnológicos y económicos de los equipos para aproximarse a una solución adecuada.
- Estimar las necesidades eléctricas actuales y a medio y largo plazo del campamento de la Laguna Colorada
- Analizar los recursos renovables disponibles en la región
- Determinar los sistemas de producción eléctrica más adecuados, considerando sistemas híbridos, teniendo en cuenta aspectos tecnológicos, económicos, medioambientales y socioculturales.
- Analizar la factibilidad técnica de los diferentes sistemas y seleccionar la alternativa más adecuada.
- Diseñar la instalación de la solución propuesta y estudiar su impacto ambiental.

## 2.5 Antecedentes

### 2.5.1 La realidad energética en Bolivia

#### 2.5.1.1 Consumo actual de las fuentes energéticas

En Bolivia, la producción de energía primaria<sup>1</sup> está compuesta principalmente por cuatro energéticos: gas natural, petróleo condensado y/o gasolina natural, biomasa e hidroenergía. En el año 2010 la producción de energía primaria alcanzó los 113 524,68 kbep<sup>2</sup> de los cuales el 80% corresponde a la producción de gas natural.

Fuente	kbep (Año 2010)	(%)
Petróleo, condensado y gasolina natural	15 355,79	13
Gas Natural	90 414,84	80
Hidroenergía	1346,83	1
Biomasa	6407,23	6
<b>Total</b>	<b>113 524,68</b>	<b>100</b>

Tabla 2.1 Consumo de la energía primaria en Bolivia. Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia.

De los 113 524,68 kbep se exportaron 72 029,58 kbep en forma de gas natural y crudo reconstituido. Así mismo en 2010 se importaron 5212,88 kbep de energía secundaria<sup>3</sup> en forma principalmente de diesel oil, gasolina especial, GLP, gasolina de aviación y aceites y grasas.

De toda la energía primaria, se transformó 28 000,98 kbep a energía secundaria en los centros de transformación.

Así, en 2010 el consumo final de energía fue de 34 588,74 kbep distribuyéndose de la siguiente forma según la fuente:

Fuente	kbep (Año 2010)	(%)
Gas Natural	7059,41	20
Biomasa	5685,65	16
Electricidad	3787,14	11
GLP	2940,36	9
Diesel Oil	8382,12	24
Gasolinas	5715,67	17
Otros derivados	1018,40	3
<b>Total</b>	<b>34 588,74</b>	<b>100</b>

Tabla 2.2 Consumo de energía secundaria en Bolivia según la fuente. Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia.

<sup>1</sup> Se entiende por “energía primaria” aquella que es extraída directamente de la naturaleza sin haber sufrido ningún proceso de transformación.

<sup>2</sup> bep: Barril Equivalente de Petróleo: Unidad energética empleada para homogeneizar las diferentes unidades físicas. El valor se basa en los factores caloríficos del país según la calidad y su composición.

<sup>3</sup> Se entiende por “energía secundaria” aquella que se obtiene de la transformación de la primaria.

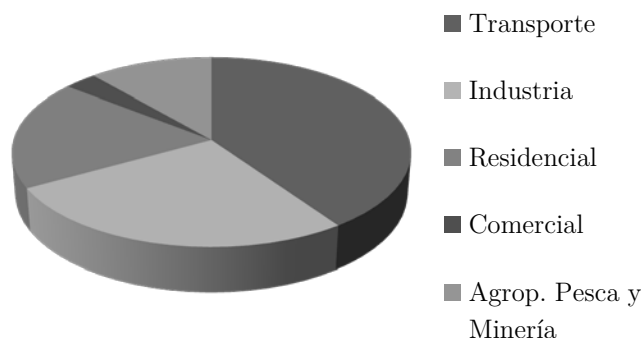


Figura 2.1 Distribución porcentual del consumo energético en Bolivia por sectores.

Estos resultados indican que el diesel oil es la principal fuente de consumo energético, seguida por el gas natural, gasolina, biomasa y electricidad.

De toda la energía consumida, separando por sectores, el transporte supone 13 946,83 kbep (el 40%); la industria 9191,37 kbep (el 27%); la residencial 6474,03 kbep (el 19%); la agropecuaria, pesca y minería 3933,56 kbep (el 11%); y la comercial 1042,95 kbep (el 3%).

Centrándose en la electricidad y en aquellos sectores en los que la distribución eléctrica afecta, el consumo de energía eléctrica respecto al total consumido en el sector es del 12% para el sector industrial, 15% para el agropecuario, pesca y minería, 20% para el sector residencial y del 78% para el sector comercial. De aquí se deduce que la energía eléctrica tiene una fuerte incidencia en los comercios, y una incidencia bastante menor en el sector residencial y el industrial, en cuanto a energía consumida.

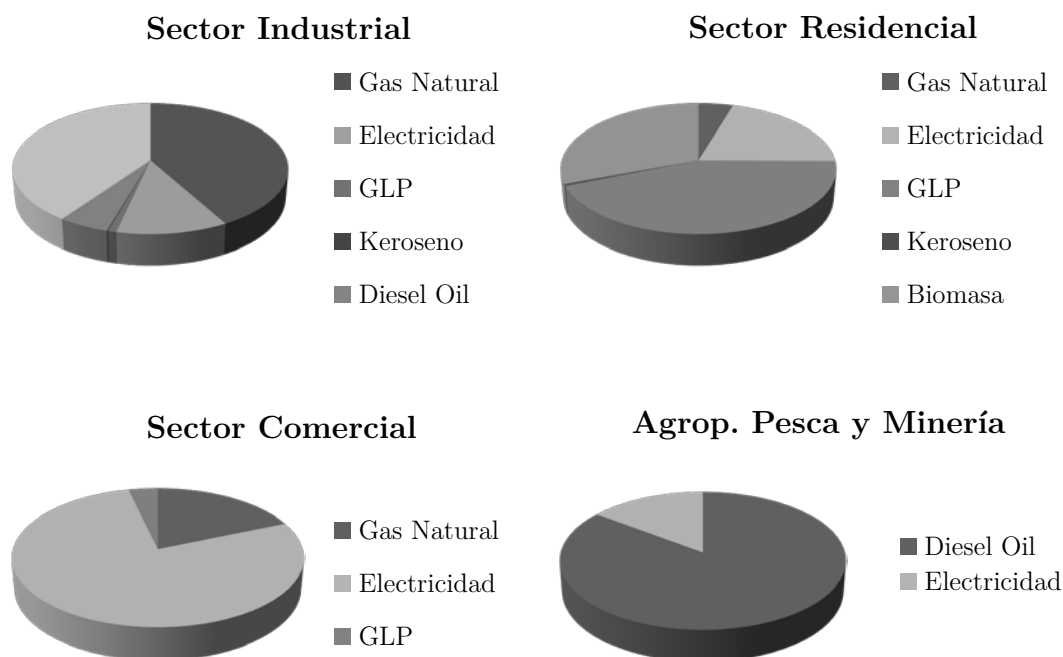


Figura 2.2 Distribución porcentual del consumo de las fuentes energéticas en cada sector en Bolivia.

### 2.5.1.2 Recursos energéticos en Bolivia

Bolivia cuenta con un elevado potencial energético gracias a los recursos tanto fósiles como renovables que posee. Estos recursos se pueden dividir en dos grupos: energías tradicionales como el petróleo, gas, leña, carbón y los recursos hidráulicos, y energías alternativas como la solar, la eólica, la nuclear y la geotérmica.

#### *Energías tradicionales*

##### *Hidrocarburos*

Como se ha visto en el apartado 2.5.1.1, la producción boliviana de hidrocarburos destaca mucho más por el gas natural que por el petróleo. Esto es porque la reserva de gas natural de Bolivia es la segunda más grande de Sudamérica, tras Venezuela. En este sentido, se estima que las reservas de petróleo alcanzarán para 90 años más, mientras que las de gas hasta 600 años. Así, el gas tiene una gran repercusión en la economía boliviana ya que Bolivia mantiene contratos de exportación con Argentina y Brasil.

##### *Potencial hidroenergético*

Igualmente, Bolivia cuenta con un gran potencial hidroeléctrico pero se encuentra muy localizado en la vertiente este de la Cordillera Oriental de los Andes. Esta cordillera que está formada por la sucesión de varias sub-cordilleras como la de Apolobamba o la Real, abarca unos 350 km de longitud y 100 km de ancho. Sin embargo de todo el potencial disponible, sólo está aprovechada una mínima parte.

##### *Biomasa*

Una gran proporción de la población boliviana depende de la biomasa como energía para combustión, cocción de alimentos, producción de carbón vegetal y para la producción de la industria manufacturera como ladrilleras, panificadoras y otras. El carbón está mínimamente explotado y no existen reservas suficientes como para ser explotado económicamente. En cuanto a la leña, es un recurso muy abundante en la zona oriental del país (el trópico y la selva).

#### *Energías alternativas*

##### *Energía geotérmica*

Bolivia también cuenta con un importante potencial geotérmico en la zona más occidental del altiplano, concretamente en Sajama, Valle del río Empexa y lagunas del sur. Su aprovechamiento permitiría la producción de energía eléctrica de forma permanente. De hecho se están llevando a cabo labores de investigación en la zona de las lagunas del sur (Laguna Colorada, Sud Lípez) para determinar la viabilidad de producción eléctrica con energía geotérmica.

##### *Energía solar*

Bolivia cuenta con uno de los mayores niveles de intensidad solar de Sudamérica. Especialmente este recurso es notable en la zona del altiplano, situado por encima de los 3000 y 4000 m, donde la mayor parte de los días del año está soleado y la radiación solar atraviesa menos atmósfera debido a la gran altitud. Se pueden alcanzar promedios anuales de más de  $6 \text{ kW} \cdot \text{h/m}^2 \cdot \text{día}$ . En la actualidad el aprovechamiento es en pequeña escala, para núcleos rurales aislados, donde se

emplea, mediante transformación fotovoltaica, para la iluminación de viviendas y mediante colectores para calentar agua.

### ***Energía eólica***

El potencial eólico de Bolivia es moderado. Tiene un gran potencial en la región de Santa Cruz (Sureste) y en las cordilleras tanto Oriental como Occidental. Al igual que el recurso solar, actualmente solo se aprovecha a pequeña escala para el suministro de energía eléctrica en núcleos rurales aislados y para sistemas de bombeo de agua para irrigación. Sin embargo, actualmente la compañía ENDE está llevando a cabo un proyecto para la instalación de un parque eólico en la cordillera Oriental, junto al lago Titicaca, para la producción de energía eléctrica a mayor escala.

## **2.5.2 El sector eléctrico en Bolivia**

El sector eléctrico en Bolivia fue privatizado a principios de los años 90 y se dividió en generación, transmisión y distribución. Estas tres etapas se desarrollan en los dos grupos de sistemas eléctricos reconocidos en la Ley de Electricidad: el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que de forma unificada provee de energía eléctrica a las principales ciudades del país; y los sistemas aislados y autoprodutores, que proveen de energía eléctrica a las poblaciones más pequeñas.

La generación del SIN es de tipo hidroeléctrico o termoeléctrico fundamentalmente y la generación de los sistemas aislados y autoprodutores es hidroeléctrica, de turbina a gas, de motor a gas y de motor a diesel. Esto es debido a que la generación del SIN abastece la mayor parte de la demanda y por tanto grandes potencias mientras que los sistemas aislados tienen una demanda de generación eléctrica mucho menor.

### **2.5.2.1 El sistema Interconectado Nacional**

Este sistema conformado por instalaciones de generación, transmisión y distribución, tiene la función de suministrar energía eléctrica en los departamentos de La Paz, Santa Cruz, Cochabamba, Oruro, Potosí y Chuquisaca.

El SIN se construyó en 1965 conectando inicialmente las demandas de Oruro y Cochabamba. En la década de los 80 se completó el tendido conectando las ciudades de La Paz, Oruro, Potosí, Cochabamba y Sucre. Posteriormente se amplió hasta Santa Cruz, constituyendo el SIN actual.

El SIN se divide en tres áreas: Norte (La Paz), Oriente (Santa Cruz) y Centro-Sur (Oruro, Cochabamba, Potosí y Chuquisaca). Cada área cuenta con generación eléctrica local predominando las centrales hidroeléctricas en el Norte y las termoeléctricas en el Oriente. Así, la red de transmisión se emplea para intercambios de energía eléctrica para optimizar el suministro y complementar el déficit que se pueda originar en alguna de las áreas.



Figura 2.3 Mapa del alcance del sistema interconectado nacional de Bolivia. Fuente y elaboración: Comité Nacional de Despacho y Carga de Bolivia.

En el SIN, cada empresa eléctrica solamente puede desarrollar una de las diferentes etapas. Esto posibilita el funcionamiento de un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) competitivo en el que la oferta la constituyen las empresas generadoras y la demanda las distribuidoras.



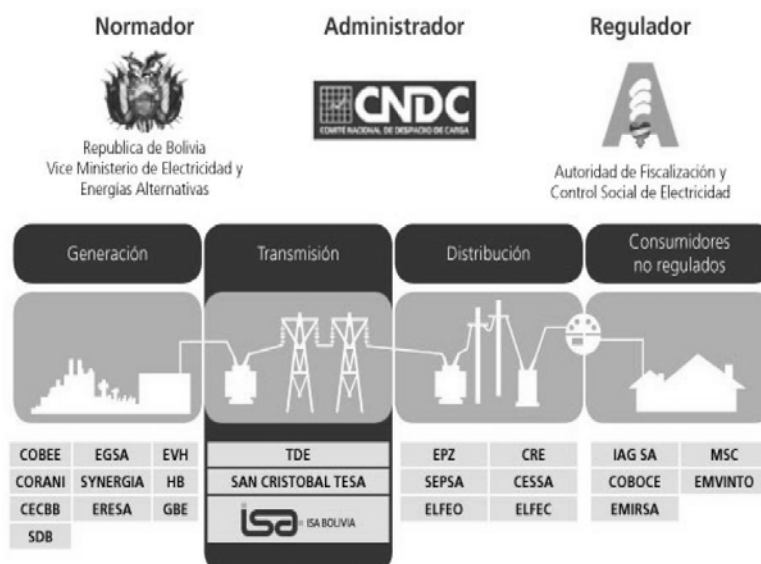


Figura 2.4 Instituciones Bolivianas de administración y regulación y empresas participantes en el MEM del SIN. Fuente y elaboración: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad de Bolivia.

### 2.5.2.2 Los sistemas aislados y auto-productores

A diferencia del SIN, dentro de los sistemas aislados las empresas pueden estar integradas verticalmente de tal forma que pueden desarrollar más de una de las etapas de generación, transmisión y distribución. Los sistemas aislados funcionan en ciudades de menor importancia que las del SIN como Yacuiba, Bermejo, Camiri, Guayaramerín... pero también funcionan en ciudades capitales como Tarija (dpto. de Tarija), Trinidad (dpto. del Beni) y Cobiya (dpto. del Pando).

Además del SIN y de los sistemas aislados, se encuentran los llamados sistemas autoprodutores que son sistemas aislados menores que presentan una capacidad instalada inferior a 1000 kW y que en general son cooperativas menores situadas en poblaciones pequeñas del país. En muchas ocasiones corresponden a empresas mineras que generan electricidad para su propio consumo.

## 2.5.3 La electrificación rural en Bolivia

### 2.5.3.1 El contexto de la energía rural

La energía, al igual que el agua, el transporte, la educación y otros servicios, forma parte de un conjunto de factores o necesidades básicas ineludibles para contribuir al desarrollo rural y a la creación de trabajo.

Pero el precio de las fuentes de energía convencionales en áreas remotas, como velas, petróleo, carbón o baterías, es generalmente más caro que en las áreas urbanas debido a las largas distancias que los habitantes de pueblos aislados deben recorrer para comprarlas. Igualmente, disfrutar de energía eléctrica en las áreas rurales será también más caro que en las áreas urbanas donde generalmente se tendrá acceso a una gran red eléctrica.



Aunque la electrificación rural no produce beneficios para las compañías eléctricas, es muy importante para el desarrollo rural y para evitar los desequilibrios sociales entre la población rural y urbana.

### 2.5.3.2 La energía rural en Bolivia

En la zona rural de Bolivia en la que no llegan las fuentes energéticas convencionales, la demanda de energía se divide en el 89% para la cocción de alimentos y el 11% para la iluminación, la comunicación y para el resto de usos. [3] Esa energía para la cocción proviene fundamentalmente de leña para las comunidades de los valles y de estiércol para las del altiplano. Otras fuentes como las pilas, velas, diesel y queroseno se enmarcan en el restante 11%.

El consumo de las fuentes energéticas en el ámbito rural supone un gasto muy importante en relación con los ingresos, incurriéndose el mayor coste en el uso de pilas. Así, una reconversión de la economía energética campesina pasando de las energías tradicionales a la electricidad, supondría que los gastos actuales en energía se emplearan para pagar un servicio eléctrico que les proporcionaría mayores prestaciones, mejor calidad y fiabilidad.

### 2.5.3.3 El acceso a la electricidad en Bolivia

El acceso a la electricidad en Bolivia presenta grandes contrastes entre las áreas urbanas y rurales. En general, en Bolivia el 84,82% de la población tiene acceso a la electricidad. Sin embargo muestra de estos contrastes es que en las zonas urbanas el 99,14% de la población cuenta con electricidad mientras que en las zonas rurales solamente el 57,00% de su población tiene acceso.<sup>4</sup>

En general los habitantes del área rural están dispuestos a pagar por el acceso a la electricidad pero su capacidad real es muy limitada y esperan el financiamiento por parte de fondos públicos o de la cooperación internacional. [3]

En cuanto a los fondos públicos, el estado boliviano, mediante la Ley de Electricidad que entró en vigor en 1995, apoya en su artículo 61 las iniciativas de electrificación rural:

*“El Estado tiene la responsabilidad de desarrollar la electrificación en poblaciones menores y en el área rural, que no pueda ser atendida exclusivamente por la iniciativa privada. Para cumplir con este propósito, el Poder Ejecutivo, a través del Fondo Nacional de Desarrollo Regional, destinará recursos de financiamiento interno y externo con destino a proyectos de electrificación en poblaciones menores y en el área rural y propondrá políticas y estrategias que permitan el uso de otras fuentes energéticas, con destino al suministro de energía a poblaciones menores y al área rural, dentro del marco de las políticas integrales de desarrollo de este sector”.*

### 2.5.3.4 El suministro de electricidad en áreas rurales

El suministro de electricidad mediante la red eléctrica en áreas rurales está asociado generalmente a costes muy elevados por las largas distancias de tendido eléctrico que es preciso instalar. Además los costes serán mayores cuanto más complicada sea la orografía del terreno. En este sentido, en muchos casos, las áreas rurales se encuentran muy alejadas de la red eléctrica, en un entorno

<sup>4</sup> Datos del INE (Instituto Nacional de Estadística) de Bolivia del año 2008.

geográfico difícil y presentan un consumo eléctrico bajo, por lo que no se justifica económicamente la extensión de la red eléctrica.

Así, se debe optar por otras alternativas como la creación de una mini-red aislada con una única fuente de energía o un sistema híbrido con varias fuentes, de tal forma que se pueda abastecer con energía eléctrica a una comunidad de forma mucho menos costosa.

## **2.5.4 El problema medioambiental de la generación eléctrica y la importancia del uso de fuentes renovables**

El empleo de combustibles fósiles para la generación eléctrica tiene asociados problemas medioambientales como la contaminación atmosférica, la acidificación y contaminación del agua y del suelo, y el calentamiento global.

### **2.5.4.1 Contaminación atmosférica, terrestre y acuática**

Los contaminantes del aire se pueden clasificar en primarios y secundarios. Los primarios son aquellos que se emiten directamente a la atmósfera como los óxidos de azufre, el monóxido de carbono, el óxido de nitrógeno, hidrocarburos y partículas. Los secundarios son aquellos que se forman como consecuencia de transformaciones químicas de los primarios, como los oxidantes fotoquímicos y radicales como el ozono. La contaminación atmosférica puede dar lugar a enfermedades respiratorias graves.

Los óxidos de azufre y nitrógeno pueden reaccionar con el vapor de agua y, en combinación con los rayos solares se transforman en ácido sulfúrico y nítrico que se precipitan a la superficie terrestre en forma de lluvia, denominada lluvia ácida. Esto provoca el deterioro de bosques y pérdida de fertilidad de la tierra, deterioro del agua de los ríos y la vida acuática, y deterioro del patrimonio arquitectónico.

Los derrames directos de petróleo también afectan al suelo disminuyendo su fertilidad, y al agua afectando a los ecosistemas acuáticos.

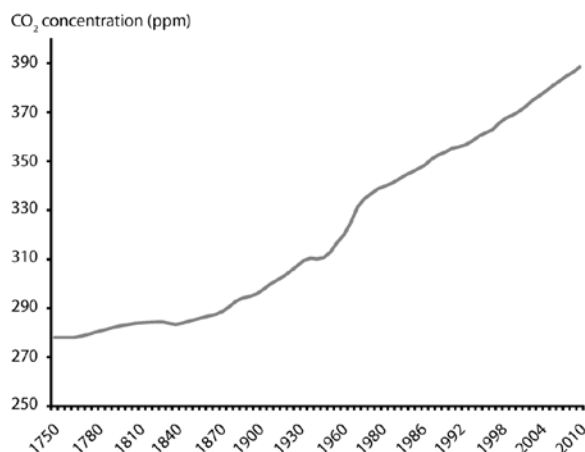
### **2.5.4.2 Calentamiento global**

El aumento de temperatura que se ha venido produciendo de forma acelerada durante los dos últimos siglos, también conocido el fenómeno como calentamiento global, está asociado a un cambio climático que podría tener en cierta medida causas antropogénicas.

En todo caso, una de las principales causas del calentamiento es el efecto invernadero, por el cual determinados gases atmosféricos como el  $\text{H}_2\text{O}$ , el  $\text{CO}_2$ , el  $\text{CH}_4$  y el  $\text{O}_3$  absorben la radiación proveniente de la superficie terrestre cuando ésta ha sido calentada por la radiación solar. Otras causas del calentamiento son los cambios en la radiación solar, la variación de la actividad terrestre con las erupciones volcánicas y las variaciones de la órbita terrestre alrededor del sol.

La realidad es que la actividad humana desde la revolución industrial, ha propiciado un incremento de la cantidad de gases de efecto invernadero  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  y  $\text{O}_3$  troposférico en la atmósfera. La concentración de  $\text{CO}_2$  ha aumentado en un 36% y la de  $\text{CH}_4$  un 148% desde 1750. [5] Por otra parte las tres cuartas partes del aumento de  $\text{CO}_2$  están atribuidas a la actividad

humana en los últimos 20 años, atribuyéndose el resto del incremento al cambio del uso de la tierra y a la deforestación.



*Figura 2.5 Concentración media global de dióxido de carbono en el aire en ppm a lo largo de los últimos 260 años. Fuente y elaboración: NOAA (National Oceanic & Atmospheric Administration, EE.UU.)*

Al mismo tiempo que este aumento en la concentración de CO<sub>2</sub>, se ha producido un incremento en la temperatura media global de hasta cerca de un grado Celsius.

De esta forma, el panel intergubernamental para el cambio climático (IPCC – siglas en inglés, Intergovernmental panel on climate change) sostiene: “La mayoría de los aumentos observados en la temperatura media del globo desde la mitad del siglo XX son muy probablemente debidos al aumento observado en las concentraciones de gases de efecto invernadero antropogénicas” [6]

Por otra parte, si esta tendencia continúa, se espera que al finalizar este siglo XXI, la temperatura global pueda llegar a aumentar entre uno y cuatro grados más provocando cambios climáticos importantes en gran parte del planeta. Estos cambios supondrían el derretimiento de los glaciares disminuyendo así las reservas de agua dulce, derretimiento de los casquetes dando lugar a un aumento del nivel de los océanos, radicalización del clima, dando lugar a zonas más desérticas y otras demasiado húmedas. Todo esto podría provocar un aumento de la probabilidad de catástrofes naturales.

Por lo tanto, parece claro que una reducción del uso de combustibles fósiles supondría una disminución en la contaminación atmosférica, terrestre y acuática a su vez que disminuiría la concentración de gases de efecto invernadero, disminuyendo probablemente a su vez el calentamiento global y sus problemas naturales asociados.

Además, la reducción del uso de combustibles fósiles para la generación eléctrica es ahora una realidad gracias a la importante incorporación de las energías renovables. El uso generalizado de las mismas, no sólo permitirían reducir los problemas naturales asociados a los combustibles fósiles, sino que también evitarían la dependencia que tiene el sector de los altos precios de los combustibles y del incierto periodo de tiempo que durarán sus reservas.

## 2.6 Justificación del proyecto

La distribución de población a lo largo del territorio boliviano, muestra una gran concentración en las ciudades y la presencia de numerosos núcleos rurales muy dispersos y con muy pocos habitantes. Además, estos núcleos poblacionales pequeños, se encuentran muy generalmente en zonas geográficas de difícil acceso y tienen una economía precaria, casi de subsistencia. Estas circunstancias complican la existencia de energía eléctrica en estos núcleos rurales, de tal forma que sólo el 57% de la población rural de Bolivia tiene acceso a la electricidad. (véase apartado 2.5.3.3).

La falta de este servicio básico en la población rural se traduce en un nivel de vida muy inferior al de la población urbana, haciendo cada vez más evidente la diferencia en el nivel de desarrollo entre las comunidades y el resto del país. Así, el suministro de energía eléctrica en las comunidades rurales permitiría una mejora de las condiciones de vida por diversas razones:

- La iluminación permite aumentar las horas de trabajo productivo, además de ofrecer la posibilidad de emplear herramientas y maquinaria que funcionen conectadas a una fuente de energía eléctrica y que permiten incrementar la productividad.
- La iluminación permite también aumentar el número de horas de aprendizaje en la escuela y el estudio.
- La electricidad permite el bombeo de agua para beber y regar la tierra y puede evitar largos tiempos de viaje para ir a buscar agua. También permite la conservación de alimentos en refrigeradores.
- La disponibilidad de electricidad puede reducir la necesidad de combustible (gas, petróleo, leña, keroseno...) reduciendo de esta forma los traslados y transporte de estas mercancías. Esto supone un ahorro económico y una mayor disponibilidad de tiempo, ya que en muchas ocasiones se debe viajar más de 10 horas para conseguir estas materias.
- Se puede disponer de medios de comunicación (radios, televisión...) lo cual aumentaría el acceso a la información y reduciría las diferencias con la población urbana.
- La sustitución de combustibles por la electricidad reduce la probabilidad de padecer enfermedades respiratorias asociadas a la exposición del humo proveniente de la combustión del petróleo.

La carencia de energía eléctrica en el entorno rural se debe a que el Sistema Interconectado Nacional, que solamente abastece a las principales ciudades de la franja central del País (véase Figura 2.3) , está generalmente muy alejado de las comunidades rurales de tal forma que una extensión de la red del SIN sería muy costosa (más aún si las comunidades rurales se encuentran en zonas geográficas de complicado acceso). Igualmente los sistemas autoproductores (aislados del SIN) abastecen de forma aislada a ciudades pequeñas pero de nuevo muchas comunidades rurales quedan lejos de estas pequeñas redes. De esta forma, la economía precaria existente, la dispersión de las familias y la baja potencia demandada en estas comunidades rurales aisladas no hacen viable la construcción de un tendido eléctrico desde sistemas mayores como el SIN u otros sistemas autoproductores hasta la comunidad.

Así, la única solución de electrificación económicamente viable pasa, bien por la creación de una mini-red aislada (generalmente hasta la actualidad basadas un generador diesel) si los puntos de consumo no son muy dispersos, o bien, por la colocación de placas solares o aerogeneradores de pequeña potencia de forma individual para cada vivienda si éstas se encuentran dispersas.

Sin embargo, el descenso en los costes de los equipos de generación eléctrica eólica y sobre todo fotovoltaica, unidos al aumento del coste de los combustibles y su incierta cantidad de reserva, junto a la creciente necesidad de generar energía de forma medioambientalmente sostenible en el planeta, lleva en la actualidad a considerar los sistemas de producción energética renovable como unos buenos candidatos para abastecer los sistemas aislados. Así, en Bolivia, con un gran potencial solar y eólico, (véase capítulo 2.5.1.2), al igual que en muchas otras partes del mundo, sistemas que antes se abastecían por un motor diesel están siendo complementados por aerogeneradores o paneles fotovoltaicos.

Por todo lo dicho, en el caso particular de este proyecto fin de carrera, se pretende analizar la electrificación de una comunidad muy poco dispersa pero muy aislada. La solución se buscará mediante la creación de un sistema aislado con generación híbrida renovable que pueda abastecer de forma conjunta a todas las viviendas de la comunidad.



## 3 Marco teórico

---

### 3.1 Estado del arte de las tecnologías de generación eléctrica en sistemas aislados

#### 3.1.1 Generación a partir de combustibles fósiles – grupo electrógeno

Los combustibles fósiles son el carbón, el petróleo y el gas natural. Frente a los recursos renovables, se caracterizan sobre todo por ser recursos limitados. Hasta hace pocos años, la forma más habitual y económica de generar energía eléctrica en sistemas aislados era mediante el uso de combustibles fósiles en un grupo electrógeno de tamaño adecuado a la demanda existente.

Un grupo electrógeno es una máquina que mueve un generador eléctrico mediante un motor de combustión interna. Existen generadores desde menos de 1 kW hasta más de 1 MW. Así consta de las siguientes partes principales:

- **Motor:** es la fuente de energía mecánica que provoca el giro del alternador. Existen dos tipos de motores principales: gasolina y diesel. Sin embargo también existen motores para metano, propano y gas natural, y en los últimos años se han desarrollado motores modificados para emplearlos con biocombustibles.
- **Regulador del motor:** sirve para mantener una velocidad constante del motor y así mantener constante la frecuencia de giro del alternador.
- **Sistema de refrigeración:** el motor debe refrigerarse y puede realizarse por medio de agua, aceite o aire.
- **Alternador:** es el que se encarga de producir la energía eléctrica a partir del giro provocado por el motor. Produce energía eléctrica alterna cuya frecuencia depende de la velocidad de giro del eje. Es autoexcitado, autorregulado y en general sin escobillas.

Como se ha mencionado anteriormente, para los grupos electrógenos existen motores de diferente naturaleza. Al principio la mayoría de los generadores pequeños empleaban gasolina como combustible pues los motores diesel eran bastante más caros y se fabricaban en general para grandes potencias. Sin embargo, desde hace unos cuantos años también se fabrican motores diesel de baja potencia y a precios mucho más económicos. Así, aunque siguen siendo más caros, también tienen mayor vida útil, mantenimiento menos costoso y menor consumo.

Por tanto, la elección final de uno u otro combustible dependerá entre otros factores del coste inicial, las necesidades de potencia, la disponibilidad del combustible y las necesidades de mantenimiento. Además, cada generador presenta unas características específicas de potencia pico, velocidad de rotación, eficiencia, tipo de combustible, efectos de altitud, nivel de ruido, tipo de arranque (manual o automático) y funcionamiento en sobrecarga.

Es importante mencionar que la eficiencia de un generador será fuertemente dependiente del nivel de carga. Todos los generadores presentan pérdidas mecánicas y eléctricas. Además, todos tendrán una carga para la cual la eficiencia se hace máxima por lo que los fabricantes diseñan el generador para que trabaje con la máxima eficiencia cuando se encuentre al 80-90% de la potencia nominal. A medida que aumenta el tamaño del generador, también aumenta la eficiencia global del mismo. Debido a la baja eficiencia del generador con cargas pequeñas, para sistemas que tienen una demanda muy variable, el uso de un generador puede resultar muy ineficiente, al no ser que se incorpore un sistema de almacenamiento de baterías que permita trabajar al generador de forma más constante cerca de su punto de máxima potencia.

En general, la onda eléctrica generada será adecuada para casi todas las aplicaciones y puede no ser válida únicamente para aparatos algunos aparatos electrónicos. Así, en función de los aparatos a abastecer, habrá que considerar si la señal del generador es suficientemente buena.

La mayor ventaja que presentan los grupos electrógenos frente a las instalaciones renovables para sistemas aislados es que tienen un bajo coste inicial y producen la energía bajo demanda. Además pueden a su vez recargar a las baterías. Por otro lado, para la generación, siempre que hay combustible, no dependen del recurso como sí lo hacen las energías renovables.

Entre las grandes desventajas de estos sistemas es que el precio de generación eléctrica es fuertemente dependiente de la fluctuación del precio de los combustibles. Además, los gases de la combustión contaminan la atmósfera y los combustibles pueden contaminar fuertemente la tierra y el agua si se producen escapes. Tratándose además de un sistema aislado, es posible que haya que recorrer grandes distancias para abastecerse de combustible, y además hay que almacenarlo, lo que encarece su precio. Además tienen altos costes de mantenimiento y son ruidosos.

### **3.1.2 Generación a partir de fuentes renovables**

Fuentes renovables son aquellas que presentan unos recursos naturales inagotables. Las cuatro tecnologías más utilizadas en la generación eléctrica para sistemas aislados son la fotovoltaica, la eólica, la microhidráulica y la biomasa.

#### **3.1.2.1 Energía solar fotovoltaica**

Los sistemas fotovoltaicos convierten la energía del sol directamente a electricidad. Están compuestos por células fotovoltaicas que son de un material semiconductor (generalmente silicio) que genera una pequeña corriente cuando la radiación solar incide sobre él. Estas células se agrupan formando los módulos que a su vez se pueden conectar para formar el sistema completo de generación fotovoltaica. Estos sistemas son relativamente simples y muy fiables debido a la ausencia de partes móviles.

Los módulos se pueden adquirir comercialmente y se definen por la potencia pico nominal. Esta potencia es la que suministran bajo condiciones estándar STC (siglas en inglés, Standard Test Conditions) de radiación solar de  $1 \text{ kW/m}^2$ , temperatura de la célula  $25 \text{ }^{\circ}\text{C}$  y de coeficiente de



masa aérea <sup>5</sup> igual a 1,5. Los módulos generan electricidad en CC a unos 12 V, de tal forma que si se requiere electricidad en CA, será necesario convertirla mediante un inversor. Además, se puede emplear un rastreador de máxima potencia o MPPT (siglas en inglés – Maximum Power Point Tracker) que permite mantener el voltaje del módulo fotovoltaico a un valor tal que se obtenga la máxima potencia de él en todo momento. Por otra parte, la eficiencia de conversión radiación-electricidad de los módulos ronda el 15%.

Debido a la variabilidad del recurso solar, un sistema único de generación fotovoltaica aislado deberá estar acompañado por un sistema de almacenamiento de la energía generada.

### 3.1.2.2 Energía eólica

Los sistemas eólicos convierten la energía cinética del viento en electricidad. Las turbinas eólicas están disponibles en multitud de tamaños aunque para las aplicaciones de sistemas aislados se emplean generalmente turbinas pequeñas que pueden ir desde 50 W hasta 10 kW.

La producción eólica estará íntimamente ligada con el recurso eólico disponible. La energía del viento disponible aumenta con el cubo de la velocidad del viento. Además, la velocidad del viento típicamente aumenta con la altura sobre el terreno. Por otra parte, la velocidad del viento puede verse acelerada por algunas configuraciones topográficas como crestas montañosas o valles que canalizan los vientos. Además, terrenos llanos como superficies herbosas o la del mar favorecen la existencia de un buen recurso eólico.

Debido a la variabilidad del recurso eólico, un sistema único de generación eólica aislado deberá estar acompañado por un sistema de almacenamiento de la energía generada.

### 3.1.2.3 Energía microhidráulica

Los sistemas hidráulicos convierten la energía potencial del agua en movimiento en electricidad mediante una turbina que mueve un generador. Es una tecnología que se viene desarrollando desde hace más de un siglo. Los proyectos de microhidráulica incluyen potencias inferiores a los 100 kW y pueden ser incluso tan pequeños como 1 kW. Sin embargo, en casi todos los casos, se requiere la construcción de una presa ya que el factor crítico en la generación hidráulica es conseguir un flujo de agua constante. Además es necesario construir otras infraestructuras lo que implica un coste inicial del proyecto muy elevado. La energía disponible por una turbina hidráulica es proporcional a la cantidad de agua que la atraviesa por unidad de tiempo, es decir, al flujo de agua, y a la altura del salto de agua existente.

La ventaja frente a otras fuentes renovables como la eólica o la fotovoltaica, es que en principio se tiene una generación constante no tan dependiente del recurso siempre y cuando se construya una

---

<sup>5</sup> El coeficiente de masa aérea A.M. (siglas en inglés – Air Mass) se emplea para caracterizar el espectro de radiación que incide sobre el módulo. Cuando el sol se encuentra exactamente en la vertical el coeficiente toma un valor de 1. Con el sol en otra posición, la radiación atraviesa más masa de atmósfera y el coeficiente toma valores mayores. Las condiciones estándar indican un valor para los ensayos de 1,5.

presa adecuada (almacenamiento de energía) que limite la dependencia del recurso incluso con sequías excepcionales.

Los costes de un sistema hidráulico incurren sobre todo al inicio del proyecto para la construcción de la infraestructura y la adquisición de la turbina. Los costes de operación y mantenimiento son bastante bajos y la vida útil se puede prolongar más de 50 años.

Existen distintos tipos de turbinas para la generación microhidráulica cuya elección dependerá del tipo de flujo hidráulico disponible. Por una parte están las turbinas de acción como la Pelton o la Turgo que son empleadas para grandes o medianos saltos de agua. Por otra parte están las turbinas de reacción como la Francis o la Kaplan que son empleadas en saltos pequeños con mayores caudales.

Cualquiera de estas turbinas mueve un eje que hace girar el generador. La potencia producida es proporcional a la presión y el flujo de agua que atraviesa la turbina.

#### **3.1.2.4 Energía de la biomasa**

Se entiende por biomasa cualquier tipo de materia orgánica cuyo origen sea biológico, ya sea vegetal o animal. La materia orgánica constituye una de las principales fuentes de energía rural. Además puede constituir una fuente de energía importante para la generación eléctrica en sistemas aislados de mediano tamaño.

Existen tres procesos principales para la generación de electricidad a partir de la biomasa: biodigestión, gasificación y combustión. El primero consiste en un proceso bioquímico en el que algunos residuos agrícolas, pecuarios y agroindustriales de tipo húmedo<sup>6</sup> se convierten en biogás que puede emplearse en un motor de combustión interna para generación eléctrica. La gasificación consiste en un proceso termoquímico que a partir también de residuos agrícolas, agroindustriales y forestales en este caso de tipo seco, se obtiene un gas pobre<sup>7</sup> para emplear en un motor de combustión. Finalmente, la combustión consiste también en un proceso termoquímico en el que se obtiene vapor a partir de biomasa seca y se emplea en una turbina de vapor para la generación eléctrica.

### **3.1.3 Generación mediante un sistema híbrido**

#### **3.1.3.1 Qué es un sistema híbrido de generación de energía eléctrica**

Un sistema híbrido de generación de energía eléctrica es aquel que emplea dos o más fuentes energéticas diferentes para su transformación en energía eléctrica.

---

<sup>6</sup> Biomasa húmeda hace referencia a los residuos de la fabricación de aceites, lodos de la depuradora, purines... mientras que biomasa seca hace referencia a los restos de la industria maderera, leña, residuos forestales...

<sup>7</sup> Se denomina gas pobre a aquel que presenta muy pocos hidrocarburos diferentes al metano.

En el contexto de los sistemas de generación eléctrica aislados, éstos pueden generar la electricidad bien usando una única fuente de energía como paneles fotovoltaicos, turbinas eólicas, minicentrales hidráulicas o generadores diesel, o bien combinando dos o más tipos de estas fuentes conformando lo que se conoce como un sistema híbrido. Los sistemas híbridos podrán estar constituidos por un grupo electrógeno y fuentes renovables, en cuyo caso se puede denominar híbrido fósil-renovable; o por todo fuentes renovables, en cuyo caso se puede hablar de un sistema híbrido renovable-renovable.

Sin embargo, además de los equipos de generación, en general, los sistemas híbridos, al igual que cualquier otro sistema aislado, incluirá algún dispositivo de almacenamiento de energía que, habitualmente, se realiza con baterías de plomo ácido. El sistema podrá abastecer cargas CA o CC o ambas al mismo tiempo según se configuren las conexiones a los distintos “buses” del sistema (véase apartado 3.2.2). Por tanto, al trabajar el sistema en CC y en CA, el sistema tendrá que incluir también aparatos de conversión de la corriente eléctrica de CA en CC y viceversa. Además, será necesario el uso de algún componente de control para regular el funcionamiento de todo el sistema.

### 3.1.3.2 Ventajas y desventajas de un sistema híbrido de generación eléctrica

#### ***Ventajas***

- Mayor fiabilidad de suministro eléctrico ya que la generación está basada en más de una fuente.
- Reducción de la capacidad necesaria de almacenamiento de energía. Especialmente se dará en el caso en el que las fuentes renovables tengan un carácter complementario.
- Menor coste de mantenimiento y operación. Especialmente se dará en los casos en los que se sustituyen dispositivos de almacenamiento de energía, como baterías de plomo ácido, por la instalación de más paneles fotovoltaicos.
- Si además está formado en su totalidad por fuentes renovables, el efecto medioambiental será mínimo al no emitir gases ni líquidos contaminantes.
- Mínimo coste del ciclo de vida de producción de electricidad ya que no es dependiente del precio de los combustibles fósiles y su evolución. El coste será además tanto menor cuanto mejores sean las técnicas empleadas de optimización del sistema.

#### ***Desventajas***

- Posible sobredimensionamiento del sistema en el caso de que se dimensiona para que cada fuente cubra la demanda de forma independiente. La solución pasa por emplear un algoritmo adecuado de optimización del sistema.
- El coste inicial de instalación del sistema es bastante elevado, a pesar de que a largo plazo el coste es generalmente bajo. Este alto coste inicial puede provocar que muchos inversores se echen atrás inicialmente en su inversión.
- La implementación de varias fuentes y tecnologías (más de una fuente de generación en los sistemas híbridos) introduce al sistema cierto grado de complicación frente a los sistemas con una única fuente, especialmente en las tareas de control y en los

procedimientos de mantenimiento y operación. Esto encarece el sistema debido a la necesidad de aparatos de control más complejos.

- El empleo generadores diesel y de baterías, está íntimamente ligado con un impacto ambiental, lo cual reduce la sostenibilidad medioambiental del sistema.

## 3.2 Estado del arte de los sistemas híbridos de generación eléctrica

### 3.2.1 Tipos de sistemas híbridos según la naturaleza de sus fuentes

#### 3.2.1.1 Sistema híbrido fósil-renovable

##### *Transformación de un sistema con grupo electrógeno a uno híbrido fósil-renovable*

Hasta la actualidad, se han instalado numerosos sistemas aislados con un grupo electrógeno (en general un generador diesel) como único sistema de generación eléctrica. Estos generadores pueden ser de pequeña potencia y sirven a cada familia en caso de dispersión de la población, o pueden ser de mediana potencia para abastecer varias familias si hay mayor concentración.

Las ventajas de un generador diesel funcionando como única fuente de generación, son que producen una electricidad del tipo de la red eléctrica, sin incertidumbres derivadas de los recursos eólicos, hidráulicos o solares, al mismo tiempo que puede abastecer cargas muy elevadas. Sin embargo las desventajas son que requiere un importante mantenimiento y su operación es en general muy ineficiente debido al uso del generador con pequeñas cargas de demanda.

Así, en muchos casos de grupos electrógenos como única fuente, el uso de una fuente de energía renovable adicional, permite que en situaciones de baja demanda (que supondría un rendimiento bajo del generador) la carga sea abastecida por las baterías y la fuente renovable de tal forma que el generador quede relegado a los picos de mayor potencia. Así tanto el generador como el sistema en su conjunto funcionan de forma más eficiente y operan de forma mucho más económica.

##### *Descripción de un sistema híbrido fósil-renovable*

Los sistemas híbridos fósil-renovable han resultado ser los sistemas de menor costo para las comunidades rurales gracias a la complementariedad entre las tecnologías. Por un lado las renovables no emplean combustible y por tanto no están sujetas a las variaciones de precios y la falta de combustible. Sin embargo las renovables no permiten generar la cantidad exacta que demanda la carga en cada momento ya que dependen del recurso. En cambio los grupos electrógenos sí que permiten seguir la demanda en todo momento.

Por ejemplo, los paneles fotovoltaicos y los generadores diesel tienen características complementarias. El coste inicial elevado de los FV es elevado comparado con el del generador diesel pero el mantenimiento de los FV es mucho menor. Sin embargo el generador diesel puede proporcionar energía en cualquier momento mientras que el FV sólo en las horas de sol. Así este sistema puede funcionar de tal forma que el generador funcione cuando los FV no son capaces de satisfacer la demanda.

Sin embargo, la integración de una fuente renovable para formar un sistema híbrido fósil-renovable no es sencilla pues aparecen problemas como:

- Demasiados arranques y paradas del generador diesel si se hace funcionar como un generador de apoyo. Esto es debido a la variabilidad de las fuentes de energía renovable y la carga demandada. Frecuentes puestas en marcha del generador aumentan el desgaste y por tanto el mantenimiento y el coste de operación del sistemas. Se estima que un diesel se puede arrancar del orden de una a dos veces diarias y preferiblemente nunca más de 8 al día.
- Demasiado tiempo funcionando el generador diesel con bajas cargas lo que lleva a un aumento del desgaste y del mantenimiento con una reducción de la vida útil. Este sería el caso en el que el generador diesel está sobredimensionado y/o las fuentes renovables o las baterías se diseñan como fuentes de apoyo y no son suficientes para cubrir la demanda durante algunos periodos.

Por tanto se deben establecer unos criterios de funcionamiento para que el generador funcione de forma favorable. Entre estos criterios se encuentran el de arranque y el de parada.

- En cuanto al criterio de arranque, los generadores diesel se arrancan por una de dos razones: primero, si la energía renovable y las baterías no son capaces de abastecer la demanda y segundo, si el estado de carga de las baterías ha caído por debajo de un nivel especificado.
- En cuanto al criterio de parada, los generadores diesel deben ser apagados cuando las fuentes renovables son capaces de abastecer la demanda y las baterías han alcanzado un nivel de carga suficiente.

### 3.2.1.2 Sistema híbrido renovable-renovable

#### *Transformación de un sistema con única fuente renovable a uno híbrido renovable-renovable*

En los casos en los que se tiene una demanda elevada, el abastecimiento de la misma con una única fuente renovable resulta muy costoso debido a la necesidad de sobredimensionar esta fuente y los sistemas de almacenamiento. Este sobredimensionamiento proviene de la incertidumbre asociada a los recursos energéticos renovables ya que, ante una situación de poco recurso (ej. una situación con muy poco viento para un sistema con solo aerogeneradores), sería necesaria la instalación de un gran número de aerogeneradores o una gran capacidad de almacenamiento para satisfacer la demanda.

Así, en estos casos, añadir una nueva fuente de energía renovable, para formar un sistema híbrido, puede suponer un gran ahorro económico al evitar el sobredimensionamiento de la primera fuente y la reducción de la capacidad de almacenamiento. Esto es debido a que al añadir otra fuente energética de diferente naturaleza, se diversifican los recursos de los cuales se obtiene la energía y se reduce así la probabilidad de que haya niveles bajos de todos los recursos al mismo tiempo. Esto evita el sobredimensionamiento, aumenta la fiabilidad y disminuye los costes. Sin embargo, como inconveniente se requiere un sistema de control más complejo y el dimensionamiento óptimo del sistema constituirá un complicado problema.

### ***Descripción de un sistema híbrido renovable-renovable***

Un sistema híbrido renovable-renovable es aquel que presenta diferentes fuentes de generación eléctrica pero todas ellas son renovables. La diferencia por tanto con un híbrido fósil-renovable es que éstos emplean al menos una fuente no renovable o fósil.

Así como los híbridos fósil-renovable podrían obviar la necesidad de almacenamiento de energía ya que el grupo electrógeno puede seguir la demanda en todo momento (aunque no sea óptimo), los híbridos renovable-renovable necesitarán un almacenamiento de energía eléctrica ya que casi nunca la demanda coincide con la generación de las fuentes renovables.

Una aparente excepción sería un sistema híbrido micro-hidráulica eólica, en el que la energía eólica se emplea para bombear agua a las reservas para ser nuevamente turbinadas cuando sea necesario. Pero este sistema también necesita un almacén de energía (aunque no almacenamiento químico) que consiste en retener el fluido en la presa con energía potencial para ser turbinado.

Como ventajas, los sistemas híbridos renovable-renovable no dependen del coste de los combustibles cuyo precio además aumenta considerablemente conforme la localización quede más alejada. Además, frente a las fuentes renovables, los generadores diesel presentan unos costes elevados de mantenimiento y operación especialmente trabajando con bajas cargas. Además son ruidosos y por tanto pueden resultar molestos para zonas residenciales.

### **3.2.2 Tipos de sistemas híbridos según la configuración del bus**

Los sistemas híbridos se pueden clasificar en 3 grupos de acuerdo a su configuración: sistemas en serie, conmutados y en paralelo

#### **3.2.2.1 Sistema híbrido en serie**

En el caso de los sistemas en serie, toda la electricidad generada pasa a través de las baterías y la energía en CC que se obtiene de las mismas, es convertida mediante un inversor a corriente CA para alimentar a las cargas. El sistema puede operar de forma manual o automática con un sensor del nivel de tensión de las baterías, con un control de comienzo y parada de carga y descarga de las mismas y con un control de arranque y parada del generador.

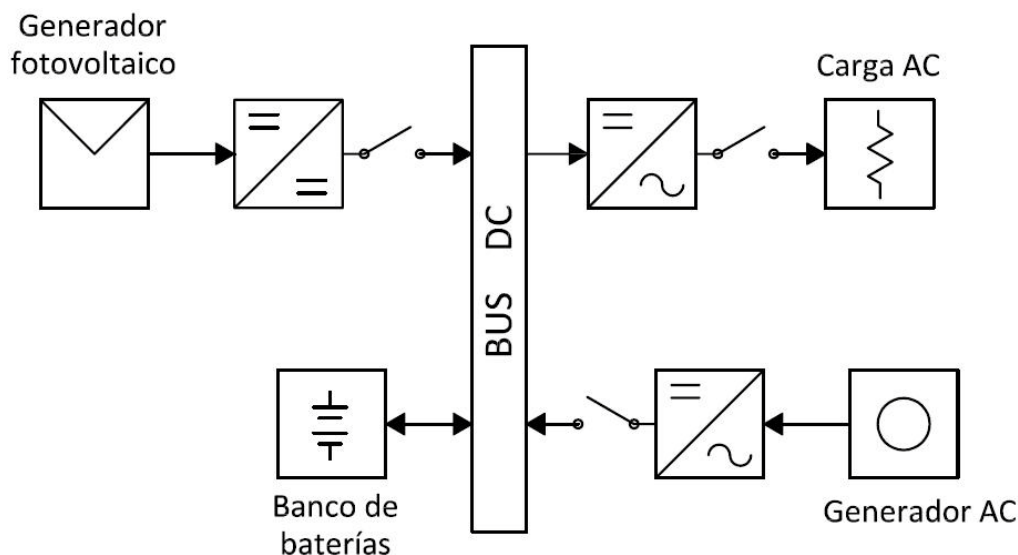


Figura 3.1 Configuración de un sistema híbrido en serie.

#### ***Ventajas de la configuración serie***

- Al pasar toda la energía por las baterías en CC, no es necesaria la conexión en CA de los equipos de generación, lo cual simplifica la operación del sistema.
- Para los sistemas con grupo electrógeno, al arrancarlo, no se interrumpe el suministro a la carga.
- El grupo electrógeno puede ser dimensionado para funcionar de forma óptima alrededor del 70-80% de su potencia nominal. Para ello, el rectificador de corriente CA/CC debe fijar este punto de trabajo limitando la corriente de salida y evitando la operación en sobrecarga.

#### ***Desventajas de la configuración serie***

- El inversor no trabaja en paralelo con el generador diesel por lo que toda la potencia pasa por él, de forma que tiene que ser dimensionado para abastecer la potencia pico. Así, la mayor parte del tiempo el inversor trabaja muy por debajo de su potencia nominal y por tanto a un bajo rendimiento.
- Las baterías están sometidas a carga y descarga constante, lo que genera ciclos de carga muy cortos y acorta la vida útil.
- El régimen de carga y descarga de las baterías requiere una capacidad de almacenamiento mayor para reducir la profundidad de descarga.
- La eficiencia total del sistema es menor debido a que toda la energía debe atravesar las baterías y el inversor, con las correspondientes pérdidas que se producen en estos dispositivos.
- El fallo del inversor supone la falta total de suministro a la carga.

#### **3.2.2.2 Sistema híbrido conmutado**

Este sistema permite la alimentación en CA mediante el generador diesel o mediante el inversor, pero no permite su funcionamiento en paralelo, de forma conjunta. La batería puede ser recargada por el generador diesel y por la fuente de energía renovable. La carga puede ser abastecida



directamente por el generador diesel de tal forma que se reduce el número de ciclos de carga de la batería prolongando su vida útil. Se puede operar de forma manual, pero es preferible introducir un controlador automático debido a la complejidad del sistema. Además, al igual que en serie, será necesario un sensor de nivel de tensión de las baterías y un control de parada y arranque del motor diesel.

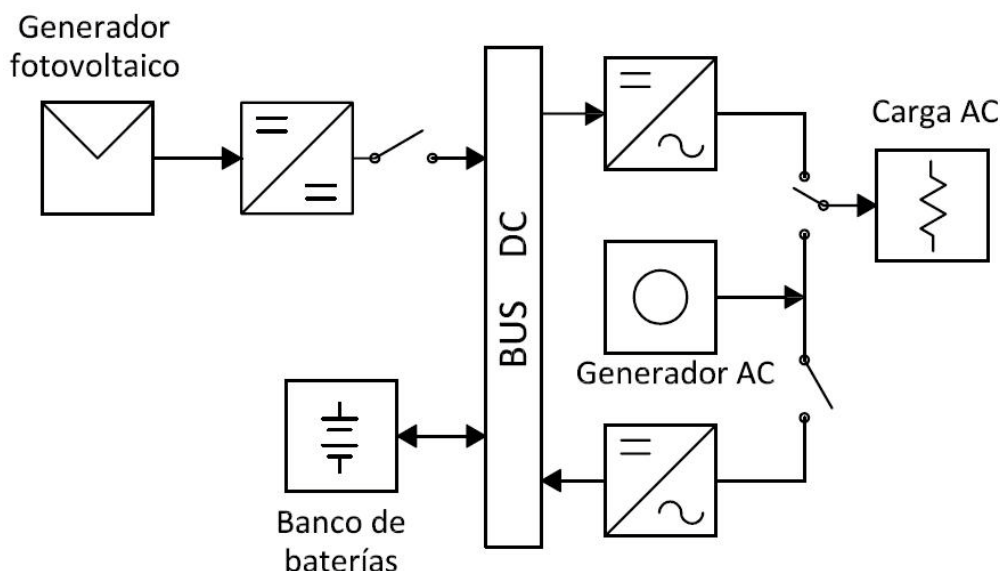


Figura 3.2 Configuración de un sistema híbrido conmutado.

#### ***Ventajas de la configuración conmutada***

- Tanto el generador como las baterías con el inversor, pueden alimentar a la carga directamente. Esto aumenta la fiabilidad del suministro en caso de avería de uno de ellos.

#### ***Desventajas de la configuración conmutada***

- La carga demandada es momentáneamente interrumpida cuando se pasa de una fuente CA a la otra fuente CA. Es decir, del inversor al generador CA o viceversa.
- Como las dos fuentes CA no pueden trabajar en paralelo (sumando sus potencias), alguna de las fuentes, el generador CA o el inversor deben estar diseñados para abastecer la potencia pico demandada.
- No es posible distribuir la carga entre el generador y la fuente renovable de forma óptima.

#### **3.2.2.3 Sistema híbrido en paralelo**

Esta configuración permite que los picos de demanda se puedan abastecer combinando las diversas fuentes CA mediante la sincronización de la forma de onda en CA. En esta configuración se coloca un inversor bidireccional de tal forma que trabaja como rectificador cargando la batería cuando el generador diesel produce un exceso de energía, o como inversor cuando la demanda es superior a la generación del motor diesel y es preciso complementarlo con la energía almacenada en las baterías. Esta configuración requiere sistemas de control más sofisticados.

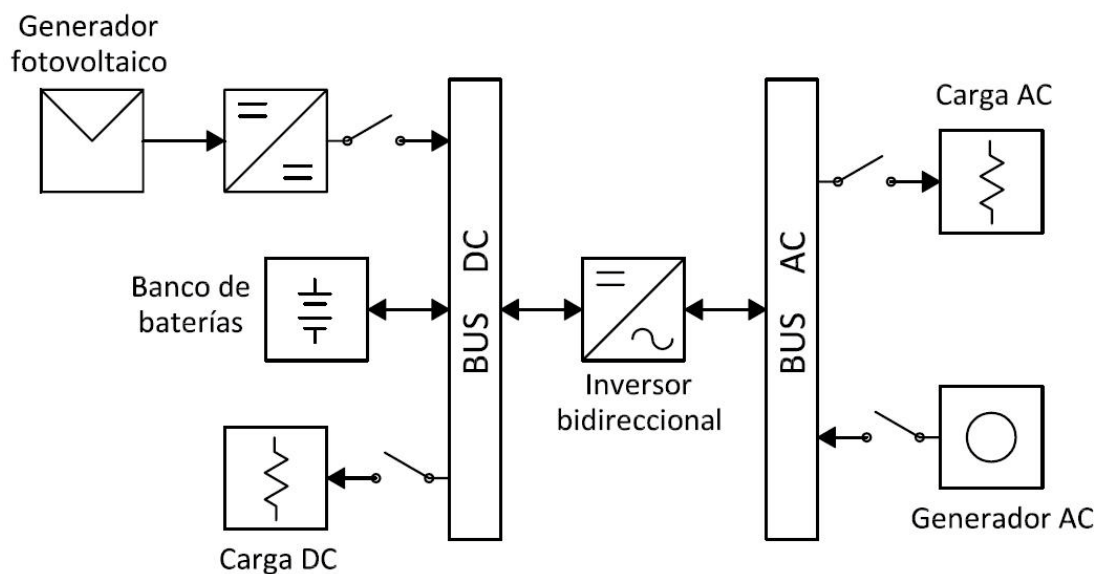


Figura 3.3 Configuración de un sistema híbrido en paralelo.

#### ***Ventajas de la configuración paralelo***

- Es posible abastecer la carga demanda distribuyéndola de forma óptima entre los equipos de generación.
- Se puede maximizar la eficiencia del generador diesel y minimizar su mantenimiento.
- Permite reducir las potencias nominales del generador CA, el inversor, la fuente renovable así como la capacidad de las baterías y al mismo tiempo abastecer la potencia pico demandada.

#### ***Desventajas de la configuración paralelo***

- Requieren sistemas de control más sofisticados.

### **3.3 Introducción al problema de diseño y optimización de un sistema híbrido de generación eléctrica**

#### **3.3.1 Diseño y rentabilidad de un sistema híbrido**

La implementación de un sistema híbrido aislado de la red eléctrica dependerá de la asequibilidad del proyecto en términos económicos y técnicos, la calidad del servicio eléctrico ofrecido y la accesibilidad a otras opciones energéticas localmente disponibles. Además, dependerá de la aceptación por parte de los usuarios, es decir, la opinión que este tipo de tecnología pueda crear en los usuarios en cuanto a fiabilidad o calidad de la misma. Así, el diseño de un sistema híbrido se basará en minimizar el coste del ciclo de vida del mismo a la vez que satisfaga una demanda con cierto nivel de fiabilidad.

##### **3.3.1.1 Coste del ciclo de vida**

El coste del ciclo de vida es la suma de todos los costes incurridos durante la vida estimada del proyecto. Esto es el coste de todo el sistema, incluyendo coste de investigación y desarrollo, el coste de los ensayos, el coste inicial de todos los equipos, su transporte e instalación, todos los costes de operación y mantenimiento y reemplazamiento y los costes de eliminación que incurren hasta el final del horizonte del proyecto, el cual se suele situar entre 20 y 30 años.

##### **3.3.1.2 Valoración frente a la extensión de la red eléctrica**

La implementación de un sistema híbrido aislado dependerá, entre otras cosas, de la accesibilidad a otras opciones energéticas disponibles. Entre estas opciones, se encuentra la posibilidad de extensión de la red eléctrica más cercana hasta la zona del proyecto.

Así, una valoración necesaria tras evaluar económicamente el coste del sistema aislado, será considerar el coste de la extensión de la red eléctrica. La comparación de los costes, conjuntamente con otras consideraciones, como el impacto ambiental y la aceptación social, determinará la conveniencia de implementar el sistema aislado o realizar la extensión de la red.

##### **3.3.1.3 Reducción del coste del ciclo de vida de un sistema híbrido respecto a un sistema con fuente única**

Entre las ventajas de implementar un sistema híbrido renovable frente a uno con una única fuente de generación se encuentra la posibilidad de reducir el coste del ciclo de vida (véase apartado 3.1.3.2). Más concretamente, el coste del ciclo de vida de un sistema híbrido renovable que satisfaga una demanda con un grado de fiabilidad, puede ser menor que el coste de un sistema de una única fuente para la misma demanda y el mismo grado de fiabilidad. Esto será así siempre que las fuentes renovables híbridas sean complementarias, es decir, que la falta de recurso energético (generación) en una de ellas no implique la falta de recurso (generación) en la otra. Si se diseña así, el sistema híbrido es capaz de optimizar la obtención de energía a partir de las fuentes renovables.

En un sistema con una fuente única, sería preciso sobredimensionar el sistema para satisfacer un grado de fiabilidad ante situaciones de tiempo meteorológico adverso (falta de recurso) o ante

picos de demanda. Este sobredimensionamiento supone un incremento muy importante en el costo inicial del sistema. Sin embargo, hay que considerar que, si bien el sistema híbrido puede mejorar los costes iniciales y de operación, en algunos casos serán necesarios costosos equipos de control del sistema, lo cual supone finalmente un aumento en el coste.

### 3.3.2 El problema de optimización

Dado el coste de los componentes, la mano de obra, el transporte y la operación y el mantenimiento, se debe obtener el diseño y dimensionamiento de todos los componentes y su funcionamiento tal que haga el sistema de menor coste.

La selección de los componentes influye en el coste inicial y su operación de forma efectiva influye en los costes de operación y por tanto en el coste total del ciclo de vida.

Esta optimización del coste de operación se basa generalmente en la eficiencia de operación de las baterías y del grupo electrógeno si existe, en ajustar los factores de carga de los equipos de conversión y de las fuentes renovables y en prolongar la vida útil de todos los componentes.

Sin embargo, existen multitud de estrategias de diseño. Por ejemplo se pueden dimensionar las fuentes renovables para satisfacer el 90-95% de carga durante el año, las baterías para satisfacer el pico de demanda y emplear el generador diesel para recargarlas. Esto minimiza el tiempo de uso del generador diesel y por tanto el consumo de combustible. Sin embargo, otra estrategia puede ser hacer funcionar el generador diesel durante todo el día en el punto de carga de mayor eficiencia. La energía obtenida sirve para alimentar directamente a la carga y para cargar las baterías. Así, la energía de las baterías permite satisfacer los picos de demanda y las fuentes renovables permiten un consumo menor por parte del generador diesel.

Por tanto, el problema de diseño de un sistema híbrido con al menos una de sus fuentes renovables se podría reducir a lo siguiente:

Dado un perfil de demanda de electricidad para una localización con unos recursos renovables dados (estimados si procede), y dado el coste de los componentes, de la mano de obra, del transporte, de la operación y el mantenimiento, encontrar el sistema compuesto por uno o más generadores eléctricos (renovables o no) que satisfaga la demanda con un grado de fiabilidad establecido y tenga el menor coste total del ciclo de vida.

### 3.3.3 Enfoques convencionales al problema de diseño

Aunque actualmente existen potentes herramientas de cálculo y optimización para el diseño de sistemas híbridos, hasta hace poco el diseño de los sistemas híbridos estaba basado en la progresiva experiencia y en el ensayo y error. Así, surgieron modelos generales a seguir acerca de cómo dimensionar y operar un sistema híbrido. Sin embargo, estos modelos basados en la experiencia, si bien suponían una guía general acerca de cómo dimensionar el sistema, tenían grandes limitaciones al tratarse de recomendaciones generales que no eran óptimas en la mayoría de los casos. Así a grandes rasgos se podría considerar:

### 3.3.3.1 Generadores

Si la fiabilidad se considera muy importante, el generador diesel debe ser dimensionado de tal forma que satisfaga toda la demanda. Sin embargo, generalmente no se desea pagar tanto por tanta fiabilidad. Así las fuentes renovables pueden cubrir los intervalos en los que el generador diesel requiere un mantenimiento o cuando se queda sin combustible.

Se puede dimensionar la fuente renovable para que cubra entre un 40 y 60% de la carga.

### 3.3.3.2 Baterías

Entre las reglas existentes, una recomienda el dimensionamiento de las baterías como para un día de almacenamiento para un sistema híbrido y de 3 a 5 días de almacenamiento para un sistema de una única fuente renovable, aunque esto dependerá fuertemente de las condiciones de recurso renovable del lugar. Cuanto más pequeño es el tamaño de las baterías, menor es el coste inicial de las baterías pero las baterías deben descargarse hasta una profundidad de descarga mayor, lo que aumenta los costes de reemplazamiento al realizarlo más frecuentemente.

### 3.3.3.3 Bus CC

El dimensionamiento del bus CC depende del conjunto de todos los componentes empleados en el sistema, también denominado BOS (siglas en inglés – Balance Of System). Generalmente 24 V es la tensión más común de los componentes disponibles en el mercado, aunque también se pueden encontrar en 48 V y en 12 V. Lo recomendable es escoger una tensión del bus CC lo mayor posible, siendo limitado este valor solo por la disponibilidad de equipos a esa tensión. La razón de escoger la mayor posible es porque se minimizan las pérdidas. Sin embargo, cuanto mayor es la corriente mayor es en general el coste de los equipos de control y transformación.

### 3.3.3.4 Inversor y cargador de batería

Un inversor debe ser dimensionado para cubrir los picos de demanda, a menos que el sistema tenga una configuración en paralelo con un generador diesel (véase capítulo 3.2.2.3). En los picos, la corriente puede ser de 3 a 6 veces la corriente normal. En ocasiones se dimensiona el inversor para el pico de demanda más un 30%. Por otra parte, en general será preferible el uso de un inversor de onda sinusoidal frente a uno de onda cuadrada.

En cuanto al cargador de batería, éste se dimensiona de tal forma que pueda suministrar la corriente máxima de carga permitida por las baterías.

## 3.4 Componentes de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico y su funcionamiento

### 3.4.1 Generadores – módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos permiten convertir la radiación solar en electricidad. La generación de electricidad es en CC, se produce de forma silenciosa, requiere poco mantenimiento y no necesita combustible.

La principal desventaja de los paneles fotovoltaicos es el alto coste inicial, aunque en los últimos años ha descendido significativamente. Por ello, los paneles pueden resultar rentables para poca demanda de potencia en áreas aisladas de la red eléctrica. La vida útil de los paneles fotovoltaicos ronda los 20 años.

Los paneles fotovoltaicos disponibles en el mercado son fundamentalmente de silicio y se distinguen tres tipos: monocristalino, policristalino y amorfo.

El primero presenta un rendimiento de entre el 15 y el 18%. El segundo entre el 12 y el 14% y el amorfo inferior al 10%.

#### 3.4.1.1 Funcionamiento general

Una célula fotovoltaica es un dispositivo semiconductor que transforma la energía solar en electricidad CC mediante el efecto fotovoltaico. Así, un panel está formado por varias células fotovoltaicas conectadas. La potencia nominal de un panel se especifica para unas condiciones estándar STC (siglas en inglés - Standard Test Conditions) que son una temperatura de 25 °C, irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> y un coeficiente de masa de aire de 1,5. La máxima potencia en este estado se expresa en Watios pico. La potencia nominal del panel dependerá de su área y su eficiencia.

#### 3.4.1.2 Operación

Los paneles fotovoltaicos tienen una relación voltaje-corriente representada por la curva I-V (Figura 3.4) cuyos puntos más representativos son la corriente de cortocircuito  $I_{sc}$  y la tensión a circuito abierto  $V_{oc}$ . Estos parámetros están fuertemente influenciados por la irradiancia y la temperatura de la célula. El punto de máxima potencia es aquel en el que se obtiene la máxima potencia de salida con una radiación y una temperatura dadas.

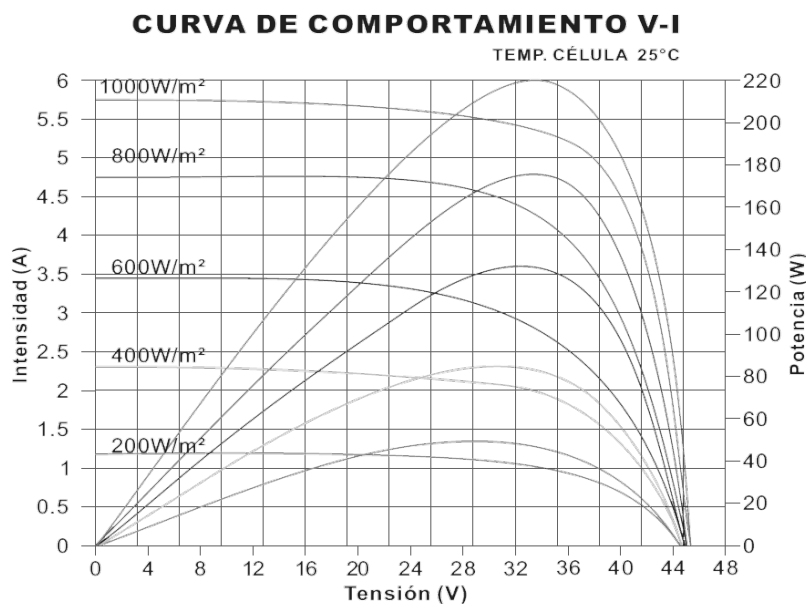


Figura 3.4 Curva característica I-V de un módulo fotovoltaico ZT 205S. (El seleccionado para la instalación final). Fuente y elaboración: Zytech. (Véase hoja de características en el Anexo VII)

Esta curva I-V la proporcionan los fabricantes para diferentes niveles de radiación y de temperatura. Para el caso de un nivel de radiación, se mantienen constantes variables como la temperatura y la velocidad del viento. En esta situación, el panel fotovoltaico genera una corriente aproximadamente constante desde la corriente de corto circuito hasta algo antes de los valores correspondientes a la tensión de circuito abierto. Si la radiación aumenta, la corriente de salida aumenta casi linealmente. El voltaje correspondiente al punto de máxima potencia permanece invariable al variar la radiación y el voltaje de circuito abierto varía ligeramente.

Para el caso de la curva I-V ante variaciones de temperatura, los fabricantes proporcionan las curvas I-V para diferentes temperaturas manteniendo los niveles de radiación constantes. El voltaje de circuito abierto decrece al aumentar la temperatura mientras que la corriente de cortocircuito se incrementa un poco. Globalmente, un aumento de temperatura supone una menor generación del panel fotovoltaico.

En general, para conseguir que el panel fotovoltaico trabaje en el punto de máxima potencia, se emplea un “rastreador del punto de máxima potencia” MPPT (siglas en inglés – Maximum Point Power Tracker) que ajusta la impedancia vista por los paneles de tal forma que trabajen en el punto óptimo.

### 3.4.1.3 Instalación

Los paneles fotovoltaicos se instalan sobre estructuras que los sostienen. Éstas pueden ser rígidas o móviles. La ventaja de las móviles frente a las rígidas, es que se pueden ajustar temporalmente para que los paneles reciban la mayor energía posible según el movimiento del sol a lo largo del año. Sin embargo, las móviles serán siempre algo más caras que las rígidas.

Por otra parte, para la instalación, hay que prever que unos paneles no vayan a sombrear a otros durante el día. Un simple sombreado parcial da lugar a una disminución muy fuerte en la

generación que se puede aproximar a cero. Así mismo, conviene tener bien limpios los paneles. Si un único módulo deja de funcionar correctamente, toda el conjunto de paneles conectados en serie dejará de funcionar correctamente. Además es necesario revisar periódicamente las conexiones.

### 3.4.2 Generadores - aerogenerador

Un aerogenerador o turbina eólica convierte la energía cinética del aire en movimiento en energía eléctrica. Las turbinas eólicas requieren algo más de mantenimiento que un panel fotovoltaico pero con velocidades de viento moderadas pueden producir más energía que un sistema fotovoltaico del mismo precio. Sin embargo, la velocidad de viento varía mucho, por lo que la energía producida por una turbina también es muy variable. En general, cuanto más altas se instalen las turbinas, mayor energía generarán por ser mayor la velocidad del viento.

Existen multitud de turbinas eólicas que se pueden clasificar según el tamaño o la potencia, el número de palas, la posición del eje (horizontal o vertical), la naturaleza del alternador...

En cuanto a los generadores eléctricos de las turbinas, se pueden clasificar en:

- **Generadores asíncronos:** Funcionan como generador cuando la velocidad del rotor es superior a la de sincronismo, aunque no se recomienda desviarse más del 2%. Necesitan que haya una fuente externa que fije la frecuencia del sistema. Por ello son los más utilizados en conexión a red aunque también podrían emplearse en un sistema aislado híbrido si se hace funcionar constantemente un grupo electrógeno o el inversor. También es posible incorporar un convertidor electrónico para adecuar la tensión y la frecuencia; en estos casos se denomina aerogenerador a velocidad variable.
- **Generadores síncronos:** Pueden operar independientemente de una fuente externa. Sin embargo la frecuencia de la tensión depende de la velocidad. Son los más usuales para sistemas aislados. Sus polos pueden estar formados por electroimanes alimentados con corriente continua o por imanes permanentes que es lo más usual para los aerogeneradores de baja potencia.

#### 3.4.2.1 Funcionamiento general

Las palas de la turbina, por medio de la sustentación aerodinámica, recogen la energía del viento haciendo girar el eje. En pequeñas turbinas, el eje hace girar al generador directamente y el generador convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica. La mayoría de las turbinas eólicas pequeñas usan un alternador de imanes permanentes mientras que las más grandes usan bien un generador de inducción o un generador síncrono. Además en las turbinas más grandes, el eje se conecta con el generador mediante una caja multiplicadora que aumenta la velocidad rotacional del eje para el generador.

En sistemas aislados de la red eléctrica, resulta complicado mantener constante la frecuencia de la corriente de salida ya que depende de la velocidad del viento, que es muy variable. Así en este tipo de aplicaciones, la corriente suele ser rectificada de CA a CC.

La mayoría de las turbinas son de dos o tres palas. Las turbinas bipala suelen ser algo menos costosas. Las tripala sin embargo sufren menor esfuerzo mecánico y son menos vulnerables a



problemas de fatiga. Los cojinetes de orientación permiten a la turbina rotar para aprovechar el viento proveniente de cualquier dirección. La torre sobre la que se coloca la turbina permite a ésta colocarse a tal altura que no tenga ningún obstáculo que frene el viento que le llega.

### 3.4.2.2 Operación

La potencia media que se extrae de una turbina durante un intervalo de tiempo específico difiere de la potencia media total generada debido a las fluctuaciones en la velocidad del viento. La potencia de la turbina viene recogida mediante la curva de potencia que relaciona la velocidad del viento a la altura del eje con la potencia eléctrica de salida. Esta curva viene dada por el fabricante quien además especifica la velocidad de arranque o “cut-in”, velocidad del viento a partir de la cual la turbina comienza a generar electricidad; y la velocidad de parada o “cut-out” para la cual la turbina se frena por seguridad.

Cuando se alcanza la velocidad de parada, las turbinas de pequeña potencia giran el rotor para dejar de estar enfrentadas al viento y las turbinas grandes inclinan sus palas variando el ángulo de pitch para producir la pérdida aerodinámica en las palas. Así, por encima de la velocidad de parada, en las turbinas más pequeñas la potencia no baja hasta cero mientras que en las grandes sí.

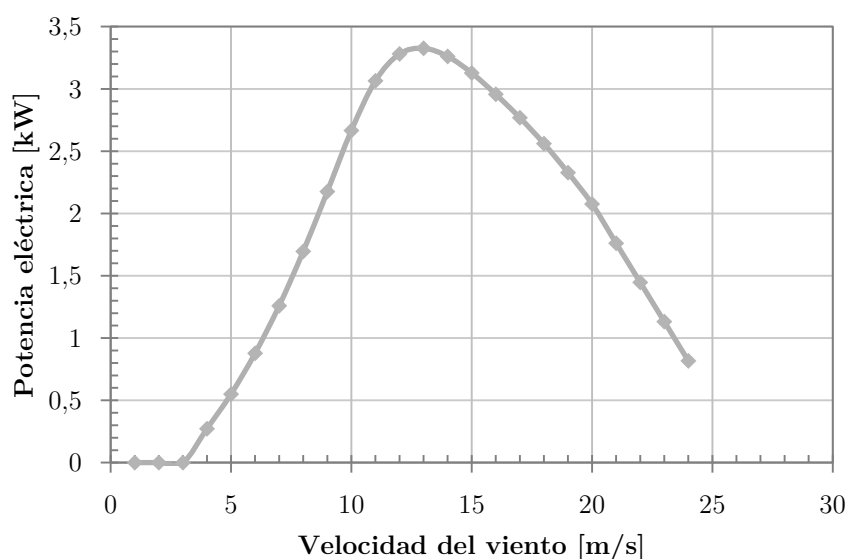


Figura 3.5 Curva de potencia de un aerogenerador Whisper 500. (El seleccionado para la instalación final).

La curva de potencia del aerogenerador es importante puesto que para seleccionar un aerogenerador no es conveniente fijarse únicamente en la potencia nominal, pues puede resultar engañoso, ya que la energía generada anualmente por la turbina depende fuertemente del régimen de viento existente en el emplazamiento donde se instale. Es decir, una misma turbina con cierta potencia nominal puede generar menos energía eléctrica que otra con menor potencia nominal colocadas en el mismo emplazamiento, según cómo sea su curva de potencia. En todo caso, cuanto mayor sea el diámetro del rotor, mayor será el área barrida por el mismo por lo que será capaz de generar más energía.

La energía que proporciona una turbina en una zona determinada se puede calcular hallando la distribución frecuencial de la velocidad del viento en esa zona y posteriormente multiplicando la potencia de salida esperada para cada velocidad de viento (curva de potencia) por la frecuencia del viento a esa velocidad.

Así, la elección de una turbina debe hacerse según el régimen de viento de la región donde vaya a ser instalada. Además, antes de consideraciones energéticas, para la selección es preciso tener en cuenta otros aspectos ya que por ejemplo la instalación en áreas costeras requiere una protección adecuada de las turbinas contra la oxidación, y la instalación en áreas con ráfagas fuertes de viento, como las zonas montañosas, requiere que la construcción de la torre y el aerogenerador soporte los esfuerzos provocados por las ráfagas.

### **3.4.2.3 Instalación**

Los aerogeneradores en un sistema aislado serán en general de pequeño tamaño. Por ello no requerirán grandes torres sino que en general irán montadas sobre postes metálicos cimentados al terreno y con tirantes en tres o cuatro direcciones para evitar su vuelco.

## **3.4.3 Almacenamiento de energía**

Para que un sistema pueda abastecer una demanda en todo momento de forma independiente a la disponibilidad de los recursos energéticos, es necesario el uso de un sistema de almacenamiento de energía.

### **3.4.3.1 Ventajas y desventajas de la incorporación de un sistema de almacenamiento de energía**

#### ***Ventajas***

- Permite aprovechar las cantidades de energía que son producidas en exceso respecto a la demanda en determinados momentos y que sin almacenamiento serían desperdiciadas en cargas resistivas colocadas para tal efecto.
- Se incrementa la autonomía energética del sistema y la fuente renovable puede aprovecharse al máximo en todo momento.
- Aumenta la fiabilidad de la fuente de suministro (dado que el almacenamiento supone una nueva fuente energética disponible) y se reduce enormemente el dimensionamiento de los equipos de generación. Esto puede permitir que el coste de vida de producción de la energía sea menor.
- En el caso en el que se emplee un grupo electrógeno, permite operar el equipo en su punto óptimo de tal forma que aumenta la eficiencia energética y disminuyen las emisiones.
- Permite suavizar los picos de demanda en las fuentes de generación.

#### ***Desventajas***

- Alto coste inicial de la instalación en la mayoría de los casos.
- Pérdidas por la transformación de energía eléctrica en otras formas de energía y su posterior transformación a energía eléctrica nuevamente.
- La densidad de energía es mucho menor que la de los combustibles fósiles.

- Según la forma de almacenamiento puede dar lugar a problemas medioambientales y de seguridad.
- Es necesario un uso de energía adicional en la construcción, montaje y transporte de los dispositivos de almacenamiento. Sin embargo, es posible que ese exceso de energía empleado sea recompensado y recuperado gracias al máximo aprovechamiento de las energías renovables que permite el almacenamiento.

### 3.4.3.2 Tipos de sistemas de almacenamiento de energía

Los sistemas actuales de almacenamiento de energía se pueden clasificar en tres grupos, según la forma en la que almacenan la energía.

- Almacenamiento mecánico
- Almacenamiento químico
- Almacenamiento eléctrico

De estos sistemas, el más empleado para sistemas aislados es el de almacenamiento químico y más concretamente el almacenamiento químico en baterías. No obstante, se hace una breve reseña de otras posibilidades de almacenamiento que, por ser menos económicas, estar menos desarrolladas que las baterías químicas, o estar orientadas para otras aplicaciones, se descartan para estos sistemas.

#### *Almacenamiento mecánico*

En este grupo se incluyen sistemas como los de bombeo de agua, que consisten en el uso de la energía sobrante para bombear agua a un depósito elevado para poder turbinarla en los picos de demanda; sistemas de aire comprimido, en los cuales la energía en exceso se emplea para presurizar aire en un depósito subterráneo y en los picos de demanda se libera calentándolo con gas natural y se hace pasar por una turbina de gas; y los volantes de inercia, en los cuales se almacena la energía sobrante en forma de energía cinética en un disco en rotación para ser posteriormente transformada en electricidad en los momentos de mayor demanda.

#### *Almacenamiento químico*

En este grupo se encuentran las baterías, las baterías de flujo, las pilas o células de combustible y el almacenamiento con hidrógeno.

- Las baterías son el sistema más ampliamente adoptado para el almacenamiento de energía y será por tanto el que se va a desarrollar más adelante en el apartado 3.4.3.3. Entre sus ventajas más notables es que carecen de partes móviles lo que reduce mucho su mantenimiento.
- Las baterías de flujo son una tecnología que consiste en el almacenamiento de energía mediante una reacción química reversible. La energía se almacena en dos soluciones líquidas de electrolito. Así, la capacidad de almacenamiento depende de la cantidad de electrolitos usados y la potencia nominal depende del área activa de la célula. Dentro de este grupo, las tecnologías se clasifican a su vez por los electrolitos usados y aparecen tales como: baterías redox Vanadio (VRB), batería de bromuro de polisulfuro (PSB), o baterías de bromuro de Zinc (Zn-Br).

- Las células de combustible consisten en dos electrodos alrededor de un electrolito. El oxígeno se transmite por un electrodo y el hidrógeno por el otro generando electricidad, agua y calor. Estos sistemas no necesitan recarga como las baterías, pero requieren un suministro constante del combustible para producir electricidad.

### ***Almacenamiento eléctrico***

En este grupo se incluyen sistemas en los cuales la energía se almacena en un campo magnético producido cuando la corriente fluye por una bobina superconductora; o sistemas que consiste en el almacenamiento de energía por medio del campo eléctrico de condensadores.

### **3.4.3.3 Almacenamiento químico en baterías.**

#### ***Tipos de baterías***

La mayor parte de las baterías utilizadas en los sistemas aislados son de plomo ácido de ciclo profundo. Esto es porque es la tecnología más desarrollada y se conoce muy bien su funcionamiento y porque su mantenimiento es mucho menor que otras. También en algunas aplicaciones son bastante empleadas las baterías de níquel-cadmio (Ni-Cd), con alta densidad energética, larga vida útil y alta profundidad de descarga pero con alta tasa de auto descarga, muy contaminantes y altos costes iniciales; sodio-azufre (Na-S), con alta densidad energética y nula auto descarga, pero con problemas a altas temperaturas; metal-aire con alta densidad energética pero con baja eficiencia y baja vida útil, y ion litio (Li-ion) con alta densidad energética, muy alta eficiencia y vida útil pero de coste muy elevado. Sin embargo, estas son generalmente demasiado caras o no muy fiables para ser aplicadas en la mayor parte de los sistemas.

A pesar de ser las más utilizadas, las baterías de plomo ácido tienen una serie de limitaciones y es que son muy susceptibles a estropearse ante sobrecargas, estados de poca carga o permanencia de largos periodos con baja carga. Además presentan un nivel de auto descarga mayor que las otras, tienen baja densidad energética y son potencialmente muy contaminantes.

#### **3.4.3.4 Baterías de plomo ácido**

Las baterías de plomo ácido están hechas de redes positivas de dióxido de plomo y negativas de plomo. Además se emplea separadores de polietileno para evitar cortocircuitos entre las placas positivas y negativas. Todo el conjunto se sumerge en ácido sulfúrico que actúa como electrolito y suministra los iones sulfato para las reacciones del electrodo.

Generalmente se emplean baterías con el electrolito en estado líquido pero también existe otro tipo de baterías denominadas selladas o VRLA (siglas en inglés – Valve Regulated Lead Acid). Estas a su vez se dividen en dos tecnologías. En una el electrolito está en estado de gel. En la otra el electrolito se encuentra impregnado en una malla porosa de vidrio. Esta última tecnología se denomina AGM (siglas en inglés – Absorbed Glass Mat). Las baterías AGM son más empleadas que las de tipo gel porque tienen un coste menor y mayores capacidades

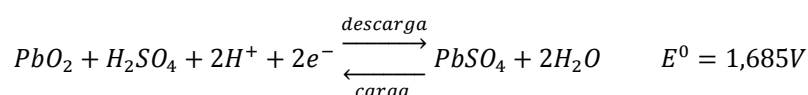
Las baterías de plomo ácido pueden ser de placas o tubulares y al mismo tiempo de electrolito líquido o selladas. Durante el proceso de carga, se produce la descomposición del agua

produciéndose oxígeno en el electrodo positivo e hidrógeno en el negativo. En las baterías de electrolito líquido, los gases producidos durante la carga se emiten a la atmósfera por lo que es necesario añadir agua destilada periódicamente al electrolito. Sin embargo, las baterías selladas no emiten estos gases ya que el oxígeno producido durante la carga se recombina con el hidrógeno para formar agua, siempre y cuando la tasa de carga no sea muy elevada. Sin embargo, presentan una válvula para permitir el escape de los gases si la presión interna de la batería excede cierto valor de seguridad. Así, en las baterías selladas no se reemplaza el agua y se consideran baterías sin requerimientos de mantenimiento.

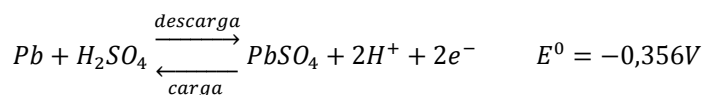
El espesor de las placas de la batería determina la máxima profundidad de descarga a partir del cual la batería puede dañarse. Por ejemplo las baterías de ciclo superficial, como las baterías de coche, tienen placas muy finas y están diseñadas para producir altas corrientes en cortos periodos de tiempo. Así, estas no deben ser descargadas con una profundidad mayor al 10-20% y no son útiles para sistemas renovables. En cambio, las baterías de ciclo profundo, tienen placas gruesas y pueden ser descargadas hasta el 70-80%. Sin embargo, este tipo de baterías no pueden ser cargadas y descargadas rápidamente.

Las reacciones que tienen lugar en la batería de plomo ácido son las siguientes:

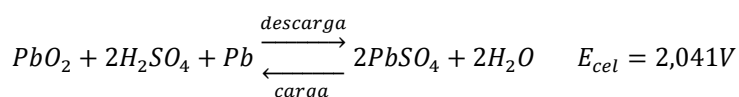
- Electrodo positivo



- Electrodo negativo



- Reacción global



Los parámetros más importantes a considerar en una batería son:

- **Capacidad nominal:** Es la cantidad de electricidad que se puede obtener mediante la descarga total de una batería inicialmente cargada al máximo. Se mide en Amperios · hora (A · h) para un determinado tiempo de descarga. Los fabricantes suelen indicar la capacidad para al menos 10, 20 y 100 horas de tiempo de descarga. Se expresa como C10, C20 o C100. Cuanto más rápido se descargue la batería, es decir se descargue en menos tiempo y la intensidad de descarga sea mayor por tanto, menor capacidad tendrá la batería. Por ello se cumple que C100 > C20 > C10. Además la capacidad disminuye con el tiempo y con la carga y descarga de las baterías.

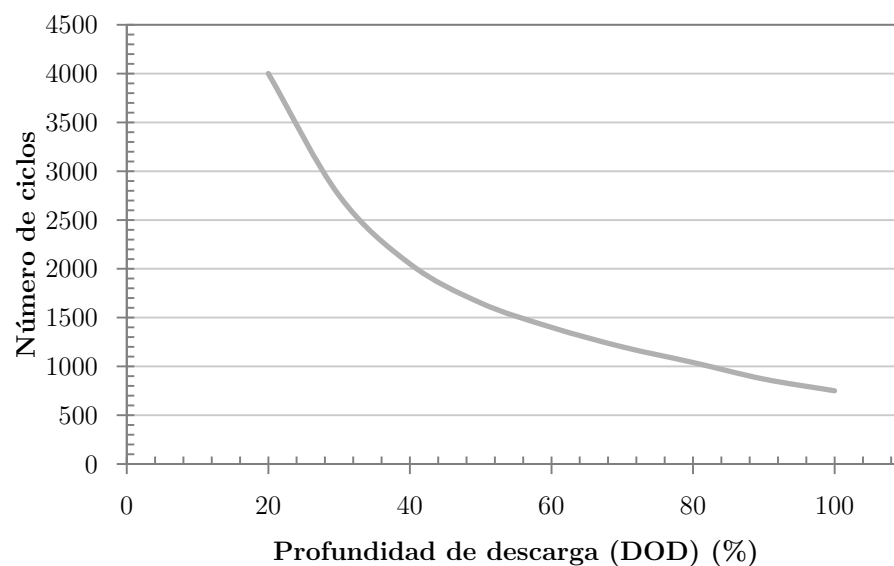


Figura 3.6 Capacidad de la batería frente a la corriente de descarga para la batería Trojan L16-RE 2V. (La seleccionada para la instalación final). Fuente de datos: Baterías Trojan. (Véase hoja características en el Anexo VII).

- **Tensión:** Las baterías presentan una tensión nominal que suele ser de 2, 6, 12 o 24 V. Sin embargo la tensión real de la batería no es constante y varía en función de su estado de carga y de su operación.
- **Profundidad de descarga:** (DOD – siglas en inglés, Depth Of Discharge) Es el valor en tanto por ciento de la energía que se extrae de la batería en una sola descarga respecto a la energía que posee la misma en estado de plena carga. Se indica el valor de profundidad de descarga máxima como el % de energía que se puede extraer de una batería en una descarga sin dañarla irreversiblemente. Muy estrechamente ligado con el DOD está el estado de carga (SOC – siglas en inglés, State Of Charge) que es la cantidad de energía en tanto por ciento que tiene la batería en un momento dado. Así con plena carga el SOC=100%. El problema es que el estado de carga no es una cantidad que se pueda medir directamente. Una aproximación es dar la tensión de la batería como un indicador del estado de carga de la batería. A cada estado de carga de la batería (SOC) le corresponde una tensión dependiendo del estado de operación (carga o descarga). Sin embargo, el uso de la tensión como indicador del estado de carga presenta desventajas ya que la temperatura y el envejecimiento de las baterías tiene repercusión sobre la relación tensión-SOC. Algunos cargadores de baterías incluyen un medidor de amperios · hora para solucionar este aspecto.
- **Vida útil:** Se considera que las baterías agotan su vida útil cuando su capacidad se reduce al 80% del valor original. Según cómo sea la operación de la batería y sus procesos de carga y descarga puede producirse sulfatación del electrodo negativo, corrosión del positivo, gasificación, estratificación del electrolito... Esto acorta la vida útil de la batería. Por lo tanto se considera que la vida útil de la batería disminuye con el número de ciclos de carga y descarga. Además la batería sobrevivirá más tanto en cuanto los ciclos de descarga sean poco profundos.

- **Eficiencia de carga:** Es el cociente entre la energía que entrega la batería en la descarga y la energía necesaria para el proceso de carga. Suele estar comprendido entre el 60% y el 85%.
- **Autodescarga:** Es el proceso por el cual la batería pierde parte de su carga almacenada independientemente de que esté siendo utilizada o no. Se cuantifica mediante el coeficiente de autodescarga que define la cantidad de energía que se pierde respecto al total en un tiempo determinado.
- **Efectos de la temperatura:** La capacidad y el tiempo de vida de la batería dependen de la temperatura de operación. Por lo general la temperatura óptima es de 25 °C. Las temperaturas menores disminuyen la capacidad y las temperaturas elevadas disminuyen la vida útil.

### ***Instalación***

Se pueden establecer diversos puntos de tensión de las baterías para determinar los distintos niveles de la batería como el mínimo estado de carga o el máximo estado de carga para comunicar con el regulador del cargador de batería.

Las baterías deben estar instaladas en un lugar cerrado pero ventilado. Las baterías se conectarán en serie para aumentar la tensión del banco de baterías y en paralelo para aumentar la capacidad. Las baterías de un banco deben ser todas de la misma marca, modelo y antigüedad.

### **3.4.4 Cargas**

Las cargas del sistema más habituales son de 12 o 24V CC o de 220/230V o 380V CA. Los aparatos funcionando a CC suelen ser algo más caros que un aparato similar funcionando en CA. Para abastecer cargas CA a partir de CC serán necesarios inversores.

#### **3.4.4.1 Cargas disipativas**

Los excesos de energía eléctrica producidos por las fuentes, son empleados para calentar (agua por ejemplo) o se disipan en forma de calor mediante una carga resistiva. Las cargas disipativas son necesarias si el sistema está compuesto por turbinas eólicas o generadores. Esto es, cuando se alcance el nivel de carga máximo permitido por las baterías, el aerogenerador dejará de suministrar corriente a las baterías, pero como no puede funcionar en circuito abierto como los paneles fotovoltaicos, debe disipar la energía generada por medio de cargas disipativas.

### **3.4.5 Sistemas de conversión de potencia**

Los convertidores de potencia son empleados bien para convertir la potencia en forma CC, como por ejemplo la generada por los paneles fotovoltaicos o las baterías, en potencia en CA, que es la requerida por la mayor parte de las aplicaciones; o bien para el caso contrario, convertir CA en CC. Los generadores con motor producen generalmente en CA por lo que debe ser rectificada a CC para poder cargar las baterías. Los aparatos de conversión más frecuentes son los electrónicos e incluyen inversores (CC a CA), rectificadores (CA a CC) y convertidores bidireccionales (tanto de CC a CA como CA a CC).

### 3.4.5.1 Inversor

Cuando se usan aparatos CA se requiere un inversor para transformar la corriente CC proveniente de las baterías. Los inversores son convertidores electrónicos de potencia que convierten la tensión CC en CA. Existen inversores monofásicos y trifásicos.

Para potencias pequeñas, los inversores son generalmente monofásicos. De hecho, los inversores trifásicos son más caros que los monofásicos. Para seleccionar un tipo de inversor trifásico siempre es conveniente fijarse si es capaz de alimentar a cargas equilibradas. En un sistema con un bus CC/CA con fuentes de apoyo renovables y baterías, se puede seleccionar un pequeño inversor barato para alimentar los aparatos de iluminación de la casa mientras un generador diesel alimenta las cargas más grandes. Sin embargo, en un sistema en el que las fuentes renovables han sido diseñadas para alimentar gran parte de la carga, aunque con un generador de apoyo, los inversores necesarios son mucho mayores y más sofisticados pues tienen que poder abastecer cargas mayores e incluso los picos de demanda.

Los principales parámetros de un inversor son:

- **Tensión nominal de entrada y de salida:** Se pueden adaptar a múltiples tensiones de entrada CC aunque generalmente corresponderán a bancos de 12, 24 o 48V.
- **Potencia nominal aparente:** potencia aparente que es capaz de suministrar indefinidamente. Los inversores son capaces de proporcionar hasta 3 o 4 veces la potencia nominal pero sólo durante cortos periodos de tiempo.
- **Eficiencia:** Pueden alcanzar una eficiencia máxima cercana al 95% y próxima al 90% en gran parte de sus puntos de funcionamiento. Sin embargo, cuando trabajan con poca potencia la eficiencia cae en picado.
- **Estabilidad de tensión:** la tensión de salida debe ser lo más estable posible. Para onda sinusoidal se tiene una variación del orden del 5%.
- **Distorsión armónica:** Indica cuánto se asemeja una onda a la forma sinusoidal. Según sean inversores de onda cuadrada, sinusoidal modificada o sinusoidal pura, presentarán mayor o menor distorsión. Para aparatos electrónicos sensibles, sólo es posible emplear la sinusoidal pura. Los inversores con poca distorsión armónica serán más caros.

### *Funcionamiento general*

Los inversores que se utilizan en los sistemas aislados de la red eléctrica son aparatos electrónicos que se basan en interruptores de alta frecuencia. En los inversores sinusoidales se genera de forma digital una onda sinusoidal interna a 50 Hz que sirve de referencia para crear un tren de pulsos de tensión con el ancho modulado. Este tren controla la activación de transistores de tal forma que la fuente CC es conectada y desconectada acorde al tren de pulsos. Esta señal es elevada a través de un transformador y filtrada para obtener una salida de tensión sinusoidal de 50 Hz con la amplitud establecida por el transformador (habitualmente 230 V). En muchas ocasiones se pueden emplear simples inversores de onda cuadrada o inversores de onda cuasi-sinusoidal (escalonada). Además estos presentan mejores eficiencias y son mucho menos caros que uno de onda sinusoidal.



Generalmente un inversor se apaga cuando se supera la potencia de salida límite, aunque actualmente están diseñados para poder seguir funcionando con potencia de salida superior durante un tiempo limitado. Habitualmente, estos inversores pueden abastecer cargas por encima de su capacidad durante unos 30 minutos. Esto resulta de suma importancia en aplicaciones como el arranque de motores de inducción para los cuales es necesario hasta 6 veces más de potencia de lo normal para el arranque.

### ***Operación***

La eficiencia de un inversor es baja con bajos niveles de potencia y alta ( $>80\%$ ) con altos niveles de potencia, dependiendo del tipo de inversor. Así, además, Las curvas de eficiencia varían según el tipo de inversor. Por otra parte, los inversores consumen potencia incluso cuando la carga es cero, por lo que es preferible que se mantengan apagados en ese periodo.

Una forma de evitar el problema de la baja eficiencia a bajos factores de potencia es hacer funcionar el inversor sólo en determinados niveles de potencia de salida. Por ejemplo el inversor puede ser diseñado para tener una alta eficiencia en niveles de baja potencia, cubriendo la zona de alta potencia solamente durante los picos de demanda.

Por otra parte, es posible colocar inversores en paralelo cuando la carga es muy variable. En estos casos sólo operan los inversores necesarios según la demanda mientras los demás inversores permanecen en “standby” hasta que aparezca un aumento de la carga demandada. Sin embargo, para aplicaciones en paralelo es necesario inversores especiales ya que se precisa una gran sincronización.

#### **3.4.5.2 Rectificador**

La mayor parte de los aerogeneradores de pequeña potencia existentes, generan en CA y, es necesario transformar la corriente CA a CC que es la necesaria para cargar las baterías. De esta conversión se encarga el rectificador. Existen los llamados rectificadores no controlados, basados en puentes de diodos, y los controlados, basados en dispositivos semiconductores como tiristores e IGBTs. Estos últimos permiten realizar un seguimiento del funcionamiento óptimo del aerogenerador en cada momento.

Los rectificadores generalmente se incluyen en el conjunto del aerogenerador y en ocasiones son integrados en un cargador de baterías más complejo y que desarrolla otras funciones como control de carga y control de la velocidad de carga.

#### **3.4.5.3 MPPT**

Los rastreadores del punto de máxima potencia MPPT (siglas en inglés - Maximum Power Point Tracker) son generalmente convertidores CC-CC de alta frecuencia y se emplean para forzar a que la salida de los paneles fotovoltaicos se encuentre en su máxima potencia instantánea. Así, pueden mejorar considerablemente la eficiencia del sistema. En ocasiones se encuentran integrados con los reguladores de baterías.

#### **3.4.6 Aparatos de control**

Los controladores regulan el flujo de energía desde los componentes del sistema hasta la carga. La complejidad del control dependerá del tamaño y complejidad del sistema y de las necesidades y preferencias del usuario.

### 3.4.6.1 Regulador de las baterías

Los reguladores de baterías se emplean para controlar la operación de las baterías y así poder protegerlas de condiciones desfavorables de operación. Las funciones principales son imponer un límite de carga para evitar la sobrecarga y desconectar la carga para evitar una sobredescarga.

Los reguladores miden los niveles de tensión como una aproximación al estado de carga de la batería. El problema es que esto puede variar según la corriente sea de carga o descarga, según la temperatura y según la antigüedad y la operación pasada de la batería. Por ello los reguladores más sofisticados poseen compensación de temperatura y un contador de amperios · hora para poder determinar el estado de carga de forma más precisa. Así se establecen una serie de puntos de control para el sistema como son:

- Tensión para la cual la carga es desconectada debido a que se ha alcanzado la profundidad máxima de descarga (para evitar la sobre-descarga)
- Tensión para la cual las cargas son reconectadas.
- Tensión para la cual se detiene el proceso de carga de la batería para evitar la sobre-carga y la consecuente formación de gases.
- Tensión para la cual el proceso de carga debe reiniciarse.
- Tensión para la cual la velocidad de carga debe disminuir (cerca del 100% SOC)

Es importante recalcar que los valores de tensión de estos puntos de control variarán según el tipo de batería y la historia de operación de la misma.

En muchos casos, los controladores están integrados en el inversor. Cada uno de los generadores renovables puede tener su propio controlador cuyos ajustes vienen determinados por la tensión del banco de baterías y el funcionamiento del generador, de tal forma que el generador se inicia si la carga de las baterías está por debajo de un nivel especificado.

Otra opción es emplear un solo controlador para todos los equipos. Estos aparatos reciben la entrada de cada componente de control u otros componentes de forma separada y por medio de una lógica ya programada, decide cuál de los componentes debe estar en funcionamiento. Este tipo de controladores son mucho más complejos y caros pero permiten un ajuste mucho más preciso y por tanto una mejor optimización que los controladores integrados convencionales. Además permiten la monitorización, el almacenamiento de datos y el encendido o apagado de los distintos componentes. Esto permite un control automático sin intervención del usuario.

Los parámetros principales que definen a un regulador de carga convencional son:

- **Tensión nominal:** debe ser igual a la del bus CC: usualmente 12, 24 o 48 V.
- **Intensidad máxima:** es la máxima intensidad que puede soportar y será al menos la máxima corriente que proporcione el conjunto fotovoltaico en cortocircuito.

- **Tensiones de sobrecarga y sobre descarga:** valores de tensión para los cuales corta el suministro de energía a las baterías.
- **Compensación de temperatura:** dado que la tensión que indica el estado de carga de las baterías depende de la temperatura, algunos reguladores miden la temperatura para corregir la tensión.

### 3.4.7 (BOS) Balance of system

El “balance of system” (BOS) incluye todo el resto de componentes que son necesarios para que el sistema funcione. Tales serían los conductores de distribución de electricidad entre los diferentes equipos, las protecciones, sensores y otros aparatos de regulación y control... que, aunque son imprescindibles, no se desarrollan en este trabajo por tener una función más secundaria en el sistema.

### 3.5 Bases del modelado y simulación de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico

El modelado de un sistema consiste en obtener los modelos matemáticos que representen de la forma más precisa posible el funcionamiento de cada uno de los equipos implicados y la relación que existe entre ellos. Por medio de la simulación se pondrá de manifiesto la operación del sistema según el modelo introducido y se podrán obtener diferentes parámetros según el tiempo de operación. La complejidad del modelo será tanto mayor cuanto más preciso se requiera para el análisis posterior.

#### 3.5.1 Modelo de los componentes y su funcionamiento

A continuación se va a proponer el modelo de los tres componentes principales del sistema híbrido eólico-fotovoltaico. Tales son el módulo fotovoltaico, el aerogenerador y el banco de baterías.

##### 3.5.1.1 Generador fotovoltaico

Existen múltiples modelos para caracterizar la generación eléctrica por medio de módulos fotovoltaicos que, en función del grado de precisión requerido, son más o menos complejos. En este estudio se considera un modelo moderadamente complejo con varias variables y parámetros.

Así, la potencia eléctrica generada por el generador fotovoltaico se puede expresar como:

$$P_{FV} = \eta_{FV} \cdot A_{FV} \cdot G_t \quad (3.1)$$

donde:

$P_{FV}$	potencia eléctrica desarrollada por un módulo fotovoltaico [W].
$\eta_{FV}$	eficiencia instantánea del módulo.
$A_{FV}$	área efectiva del módulo fotovoltaico [m <sup>2</sup> ].
$G_t$	irradiancia sobre el plano inclinado correspondiente a la inclinación del módulo [W/m <sup>2</sup> ].

La eficiencia instantánea a su vez se puede definir como:

$$\eta_{FV} = \eta_r \cdot \eta_{pt} [1 - \beta_t (T_c - T_r)] \quad (3.2)$$

donde:

$\eta_r$	eficiencia de referencia
$\eta_{pt}$	eficiencia del seguidor de potencia; si se emplea un MPPT la eficiencia será próxima a 1.
$\beta_t$	coeficiente de eficiencia de temperatura [°C <sup>-1</sup> ]. Para módulos de silicio toma valores habitualmente entre 0,004 y 0,006. [9] y [10].
$T_c$	Temperatura del módulo [°C].
$T_r$	Temperatura de referencia de la célula [°C]

A su vez  $T_c$  se puede calcular como:

$$T_c = T_a + G_t \left( \frac{\tau \cdot \alpha}{U_L} \right) \quad (3.3)$$

donde:

$T_a$	temperatura ambiente [°C]
$\tau$	coeficiente de transmitancia
$\alpha$	coeficiente de absorbanza
$U_L$	coeficiente global de transmisión de calor [W/(m <sup>2</sup> · °C)]

Sin embargo, se puede hacer la siguiente estimación:

$$\left( \frac{\tau \cdot \alpha}{U_L} \right) = \frac{NOCT - 20}{800} \quad (3.4)$$

donde NOCT es (siglas en inglés – Nominal Operating Cell Temperature) temperatura nominal de funcionamiento de la célula.

Así, la potencia generada por un módulo fotovoltaico queda finalmente:

$$P_{FV} = \eta_r \cdot \eta_{pt} \left[ 1 - \beta_t \left( T_a + G_t \left( \frac{NOCT - 20}{800} \right) - T_r \right) \right] \cdot A_{FV} \cdot G_t \quad (3.5)$$

Donde los parámetros  $\eta_{pt}$ ,  $\beta_t$ ,  $T_r$ ,  $\eta_r$ , NOCT y  $A_{FV}$  son proporcionados por el fabricante.

De este modo, dada la ecuación (3.5), solamente queda conocer los valores de  $T_a$  y  $G_t$ . Para la temperatura ambiente  $T_a$ , se puede obtener su valor de los registros meteorológicos medios para el lugar de instalación. En cambio para la  $G_t$ , en general no se pueden obtener los valores de los registros ya que los valores que ahí se muestran son los que presenta un piranómetro y estarán referidos al plano horizontal. Por ello es necesario transformar los datos de irradiancia en el plano horizontal al plano inclinado de instalación de los módulos. Se trata de un cálculo bastante complejo en el que el valor de irradiancia total en el plano inclinado depende de la radiación directa, difusa y reflejada. La irradiancia medida por el piranómetro es la irradiancia total en el plano horizontal y para el cálculo en el plano inclinado hay que descomponerla en estas tres componentes, ya que cada una de ellas tiene un efecto diferente al variar el ángulo de instalación del módulo. Además, la relación entre la radiación en plano inclinado y la radiación horizontal no es constante, pues depende de los ángulos definidos por el movimiento del sol y por tanto del tiempo. El cálculo de obtención de la radiación solar en un plano inclinado a partir de la radiación en un plano horizontal se puede consultar en el Anexo I.

### 3.5.1.2 Generador eólico

El generador eólico se modelará por su curva de potencia que relaciona la potencia eléctrica generada para cada velocidad del viento. Así, este modelo será más o menos preciso en función de la cantidad de información que se tenga acerca del aerogenerador.

Así, inicialmente se puede emplear una curva genérica que necesite solo la velocidad de arranque, velocidad de parada, la potencia nominal y la velocidad a la que se alcanza la potencia nominal. Se define entonces la potencia del generador eólico como:

$$P_{GE} = \begin{cases} P_{N,GE} [(v - V_a)^2 / V_N^2 - V_a^2] & ; \quad V_a < v < V_N \\ P_N & ; \quad V_N \leq v < V_p \\ 0 & ; \quad \text{otro caso} \end{cases} \quad (3.6)$$

donde:

$P_{GE}$	potencia instantánea del generador eólico [W]
$P_{N,GE}$	potencia nominal del aerogenerador [W]
$v$	velocidad del viento a la altura del eje [m/s]
$V_a$	velocidad de arranque del aerogenerador [m/s]
$V_p$	velocidad de parada del aerogenerador [m/s]
$V_N$	velocidad a la que se alcanza la potencia nominal [m/s]

Sin embargo, esta curva sería válida para aerogeneradores que llevan control de pitch. Dado que este control lo llevan habitualmente sólo las turbinas eólicas de mayor potencia, en general no será aplicable este modelo para turbinas menores que están controladas mediante la desalineación del eje de giro de la turbina con la dirección del viento.

Ahora bien, si además de la velocidad de arranque, parada, nominal y potencia nominal, se conocen varios puntos de la curva de potencia del aerogenerador, se puede desarrollar la curva completa mediante interpolaciones lineales entre cada par de puntos conocidos o, de forma más precisa, mediante splines de la siguiente forma:

$$P_{GE} = \begin{cases} 0 & ; \quad v \leq V_a \text{ o } v > V_p \\ a_1 v^3 + b_1 v^2 + c_1 v + d_1 & ; \quad V_a < v < V_1 \\ a_2 v^3 + b_2 v^2 + c_2 v + d_2 & ; \quad V_1 < v < V_2 \\ \dots & \dots \\ a_n v^3 + b_n v^2 + c_n v + d_n & ; \quad V_{n-1} < v < V_N \\ P_{N,GE} & ; \quad V_N \leq v < V_{\infty} \end{cases} \quad (3.7)$$

con cada parámetro definido de la misma forma que en el modelo anterior. Los parámetros  $a_1$ ,  $b_1 \dots c_n$ ,  $d_n$  pueden ser calculados por mínimos cuadrados para ajustar las curvas a cada par de puntos.

Por otra parte, para todos los modelos,  $v$  se refiere a la velocidad a la altura del eje de la turbina. Sin embargo, los datos que se poseen son los correspondientes a la altura del anemómetro. Debido a que, en general, la velocidad media del viento es mayor conforme se gana altura respecto al terreno, lo que se conoce como perfil vertical del viento, hay que corregir la velocidad a la altura del anemómetro para obtenerla a la altura de la turbina. Existen dos métodos para caracterizar el perfil vertical del viento:

- **Método logarítmico:** Este método asume que la velocidad del viento es proporcional al logaritmo neperiano de la altura sobre el terreno.

$$\frac{v(z_{hub})}{v(z_{anem})} = \frac{\ln(z_{hub}/z_0)}{\ln(z_{anem}/z_0)} \quad (3.8)$$

siendo:

$z_{hub}$	altura del eje de la turbina [m]
-----------	----------------------------------

$z_{anem}$	altura de colocación del anemómetro [m]
$z_0$	altura de rugosidad del terreno [m]
$v(z_{hub})$	velocidad del viento a la altura del eje de la turbina [m/s]
$v(z_{anem})$	velocidad del viento a la altura del anemómetro [m/s]

- **Método de la ley de la potencia:** Este método asume que el cociente entre la velocidad de viento a diferentes alturas viene dado por la siguiente ecuación:

$$\frac{v(z_{hub})}{v(z_{anem})} = \left( \frac{z_{hub}}{z_{anem}} \right)^a \quad (3.9)$$

Siendo:

$z_{hub}$	altura del eje de la turbina [m]
$z_{anem}$	altura de colocación del anemómetro [m]
$a$	exponente de la ley de potencia

### 3.5.1.3 Almacenamiento en baterías

El almacenamiento en baterías se puede modelar mediante una ecuación para el proceso de carga y otra para el de descarga de tal forma que el estado de carga SOC (siglas en inglés – State Of Charge) en un instante  $t$  dependa de un balance entre el estado de carga anterior, la carga entrante o generada y la carga saliente o consumida por la carga. Así la ecuación de carga queda:

$$soc(t) = soc(t-1) \cdot (1 - \sigma) + [E_{FV}(t) + E_{GE}(t) - E_L/\eta_{inv}] \cdot \eta_{CB} \quad (3.10)$$

y la de descarga:

$$soc(t) = soc(t-1) \cdot (1 - \sigma) + [E_L/\eta_{inv} - (E_{FV}(t) + E_{GE}(t))] \quad (3.11)$$

donde:

$soc(t)$	estado de carga en el instante $t$ [Wh].
$soc(t-1)$	estado de carga en el instante $t-1$ [Wh].
$\sigma$	coeficiente de autodescarga de la batería. [h <sup>-1</sup> ] Es proporcionado por el fabricante.
$E_{FV}(t)$	energía generada por el generador fotovoltaico durante el intervalo de tiempo entre $t-1$ y $t$ [Wh].
$E_{GE}(t)$	energía generada por el aerogenerador durante el intervalo de tiempo entre $t-1$ y $t$ [Wh].
$E_L(t)$	energía consumida por la carga durante el intervalo de tiempo entre $t-1$ y $t$ [Wh].
$\eta_{inv}$	eficiencia de conversión del inversor.
$\eta_{CB}$	eficiencia del cargador de baterías.

además el estado de carga está limitado en todo momento por dos restricciones que determinan el máximo estado de carga SOC<sub>max</sub> y el mínimo SOC<sub>min</sub> posibles:

$$soc_{min} \leq soc(t) \leq soc_{max} \quad (3.14)$$

$$soc_{max} = C_B \quad (3.12)$$

$$soc_{min} = (1 - DOD_{max})C_B \quad (3.13)$$

donde:

$C_B$	es la capacidad total del banco de baterías [Wh].
$DOD_{max}$	es la máxima profundidad de descarga permisible de la batería (siglas en inglés – Depth Of Discharge).

Todas las variables de energía que se consideran en el modelo están expresadas en Ah puesto que se supone un valor ya prefijado del bus CC. También podrían expresarse por tanto en Wh. Igualmente, el estado de carga se ha expuesto como un valor dimensional, pero se podrían expresar las ecuaciones también empleando un valor porcentual del estado de carga.

### 3.5.2 Modelo económico

Para realizar el modelo económico primero hay que reparar en los criterios que existen para caracterizar el coste del sistema.

Por un lado, se calculará el coste del ciclo de vida del sistema teniendo como referencia el cálculo del NPC CAE (Costo Actual Equivalente) que no es otro criterio más que el del VAN o VAE (Valor Actual Equivalente) pero dispuesto en forma de costos, de tal forma que el proyecto a seleccionar será aquel que presente menor CAE. Así el cálculo del CAE se basa como el VAE en la suma, a lo largo de la vida del proyecto, del conjunto de flujos de caja actualizados al año inicial y que incluye el coste inicial, los reemplazamientos y el coste de mantenimiento.

Por otra parte, se puede calcular el LCE, que refleja el coste de generación de la energía eléctrica y es el ratio entre el coste actual equivalente y la energía que genera el sistema en un año.

Así, el coste del ciclo de vida (LCC – siglas en inglés, Life Cycle Cost) expresado como el CAE para el proyecto eólico-fotovoltaico sería:

$$LCC = C_I + C_{rep} + C_{om} \quad (3.15)$$

Con:

$C_I$	coste inicial del sistema que incluye los costes de adquisición de todos los equipos, el coste de transporte, de trabajo civil y acondicionamiento y de instalación [€].
$C_{rep}$	coste de reemplazamiento de cada equipo actualizado al año 0 [€].
$C_{om}$	coste total de operación y mantenimiento actualizado al año 0 [€]

Así el CI se puede calcular como:

$$C_I = N_{FV} \cdot C_{FV} + N_{GE} \cdot C_{GE} + N_{bat} \cdot C_{bat} + N_{inv} \cdot C_{inv} + C_0 \quad (3.16)$$

Con:

$N_{FV}$	número de módulos fotovoltaicos.
$C_{FV}$	coste de cada módulo fotovoltaico [€].

E igualmente con los correspondiente subíndices para:

$GE$	generador eólico.
$bat$	batería.



*inv* inversor.

Y con:

$C_o$  coste de otros equipos y coste del transporte, acondicionamiento e instalación [€]. Habitualmente se suele considerar el transporte, acondicionamiento e instalación como un 40% para FV y un 20% para GE. [9]

El Crep se puede calcular para cada equipo  $j$  como:

$$C_{rep} = C_j \cdot N_j \cdot \sum_{l=1}^{N_{repj}} \left[ \frac{1+f_0}{1+i} \right]^{l \cdot N_{repj}} \quad (3.17)$$

donde

$f_0$  es la tasa de inflación del reemplazamiento de componentes.

$N_{repj}$  es el número de reemplazamientos del equipo  $j$  durante la vida del proyecto.

Así para los cuatro equipos considerados aquí, FV, GE, bat e inv, quedaría:

$$C_{rep} = C_{PV} \cdot N_{PV} \cdot \sum_{l=1}^{N_{repPV}} \left[ \frac{1+f_0}{1+i} \right]^{l \cdot N_{repPV}} + C_{GE} \cdot N_{GE} \cdot \sum_{l=1}^{N_{repGE}} \left[ \frac{1+f_0}{1+i} \right]^{l \cdot N_{repGE}} + C_{bat} \cdot N_{bat} \cdot \sum_{l=1}^{N_{repbat}} \left[ \frac{1+f_0}{1+i} \right]^{l \cdot N_{repbat}} + C_{inv} \cdot N_{inv} \cdot \sum_{l=1}^{N_{repinv}} \left[ \frac{1+f_0}{1+i} \right]^{l \cdot N_{repinv}} \quad (3.18)$$

Finalmente el coste de operación y mantenimiento para cada equipo se puede calcular como:

$$C_{om} = \begin{cases} C_{(om)_0} \cdot \left( \frac{1+f_1}{k_d - f_1} \right) \left[ 1 - \left( \frac{1+f_1}{1+k_d} \right)^y \right] & ; \quad k_d \neq f_1 \\ C_{(om)_0} \cdot y & ; \quad k_d = f_1 \end{cases} \quad (3.19)$$

Donde:

$k_d$  tasa de interés real anual.

$f_1$  tasa de inflación del coste de operación y mantenimiento.

$y$  periodo de vida del proyecto [años].

$C_{(om)_0}$  coste de operación y mantenimiento en el primer año [€]. Puede considerarse anualmente, para las turbinas del orden del 5% de su coste inicial, para los paneles fotovoltaicos del orden del 1% de su coste inicial, y prácticamente despreciable para las baterías [11, 12].

Al igual que se hace con la ecuación (3.17), esta ecuación (3.19) se desarrollaría para cada equipo que compone el sistema.

Una vez calculado el coste del ciclo de vida (LCC), se puede calcular el coste de generación de electricidad (LCE – siglas en inglés, Levelised Cost of Electricity). Para ello hay que considerar el factor de recuperación del capital (CRF – siglas en inglés, Capital Recovery Factor). Éste permite distribuir el valor presente del LCC en un conjunto de pagos anuales iguales a lo largo de la vida

del proyecto bajo una tasa de interés fija. Así, el coste de generación de la electricidad o LCE [€/kW] quedaría:

$$LCE = \frac{LCC \cdot CRF}{\sum_{t=1}^{8760} E_{gen}(t)} \quad (3.20)$$

Donde el término en el denominador es la energía total generada por el sistema durante un año.

Y donde el factor de recuperación del capital CRF se calcula como:

$$CRF = \frac{k_d(1 + k_d)^y}{(1 + k_d)^y - 1} \quad (3.21)$$

### 3.5.3 Teoría de la simulación y optimización de un sistema híbrido

#### 3.5.3.1 Introducción a la simulación y optimización

Para tomar provecho de las ventajas que puede suponer un sistema híbrido, es necesario llevar a cabo un dimensionamiento y un control adecuado del sistema. Así, es necesario reducir la diferencia instantánea entre demanda y generación, de forma que todos los elementos funcionen de forma óptima, se reduzcan las necesidades de almacenamiento y la vida de los componentes sea la máxima posible. Esto hace de la optimización del sistema un problema complejo para el cual se necesitan potentes herramientas de cálculo que permitan dimensionar un sistema teniendo en cuenta el coste de su operación a largo plazo.

Los sistemas clásicos de optimización se basan en la enumeración de todas las posibles combinaciones de los parámetros que determinan los posibles diseños del sistema híbrido. Estos métodos enumerativos exploran todo el espacio de posibles soluciones y, al ser el número de posibles soluciones muy elevado, precisa de tiempos de cálculo muy elevados. Por otro lado existen las técnicas heurísticas, como la de los algoritmos evolutivos, búsqueda tabú, redes neuronales... que aunque no encuentran siempre la solución óptima como los enumerativos, permiten encontrar muy buenas soluciones en tiempos de cálculo razonables.

Para los casos de búsqueda de solución óptima de forma iterativa, la complejidad del modelo de los componentes del sistema afectará muy negativamente en la velocidad de resolución del sistema óptimo. El sistema óptimo será aquel que cumpla dos objetivos principales: la fiabilidad del suministro y el coste del sistema.

La fiabilidad del suministro se puede caracterizar de diferentes formas, siendo la más empleada la LPSP (siglas en inglés, Loss of Power Supply Probability) que es la probabilidad de que se produzca una falta de suministro al sistema. Un valor de LPSP igual a 1 indica que la demanda es siempre satisfecha.

El coste del sistema se puede caracterizar por el NPC, el LCE y el coste de vida del sistema, como se ha explicado en el apartado 3.5.2.

### 3.5.3.2 El proceso de optimización

El modelo económico y el modelo de funcionamiento de los componentes del sistema híbrido conforman el modelo total del sistema. Estos modelos serán empleados en la simulación para obtener el sistema óptimo. Sin embargo dado que el modelo es una representación matemática del sistema físico, el sistema óptimo hallado con la simulación será tanto más óptimo en la realidad cuanto mayor sea el grado de precisión con la que el modelo se aproxime al sistema real. Por ello, cuanto más preciso sea el modelo respecto al sistema, más probable será que la solución óptima sea una buena aproximación al problema real.

Para encontrar la solución al modelo, generalmente se emplea un algoritmo. Un algoritmo consiste en una serie de procedimientos o reglas que se siguen paso a paso o de forma iterativa y que convergen a la mejor solución para un modelo dado. Este algoritmo de optimización se programa en un ordenador para que realice los cálculos de forma iterativa.

Así, el modelo de optimización tiene una función objetivo que debe ser optimizada bien maximizarla o minimizarla, pero que está sujeta a unas restricciones que se componen por unas variables decisión (desconocidas por el modelo) y unos parámetros.

Así, el modelo empleado para describir un sistema híbrido contiene los siguientes elementos:

- **Función objetivo:** La función objetivo cambia su valor en función de los cambios en los valores de sus variables denominadas variables decisión. En este caso, la función objetivo es el costo actual equivalente del sistema híbrido que recoge todos los costes del ciclo de vida del sistema.
- **Modelo:** Basado en las ecuaciones matemáticas que rigen el funcionamiento de los equipos del sistema. Para cada iteración, permite calcular, según el tamaño o número de cada componente y otras variables de entrada, la energía generada y otras variables de cada componente, las pérdidas por transformación, el balance de energía en las baterías, la energía suministrada a las cargas...
- **Variables decisión:** Son las variables a determinar tras resolver las ecuaciones del modelo. Así se podrá tomar una decisión específica cuando todas las variables decisión tengan un valor específico. Éstas pueden ser: tamaño de los componentes, número de componentes, características de la instalación y de operación de los equipos, cantidad de carga de las baterías. Estas variables son dependientes del tiempo.
- **Restricciones:** Las restricciones limitan el rango de valores que puede tomar una variable decisión producto de decisiones tecnológicas, socio-económicas, legales o físicas del sistema.

### 3.5.3.3 Programas informáticos de simulación y optimización

Existen muchos programas que simulan la operación de sistemas renovables. Entre ellos, algunos están diseñados también para simular sistemas híbridos. La mayor parte de los programas simulan un sistema híbrido basado en un modelo matemático de funcionamiento de los componentes como puede ser el introducido en el apartado 3.5.1 y a esto le añaden una valoración del coste del sistema (apartado 3.5.2). La diferencia entre un programa u otro reside en la facilidad de uso, la

precisión del modelo empleado, la velocidad de simulación, las posibles configuraciones para simular, las tecnologías que es posible incluir en el sistema... Sin embargo solo alguno de ellos realiza la optimización del sistema para obtener aquel de menor coste y mejor operación.

Entre los programas de simulación desarrollados se pueden encontrar el HOMER o el HYBRID2, ambos desarrollados por NREL (EE.UU.); TRNSYS, desarrollado por las universidades de Wisconsin y Colorado (EE.UU.); RETScreen, del CEDRL (Canadá); SOMES, de la universidad de Utrecht (Holanda); RAPSIM2, desarrollado por la universidad de Murdoch (Australia); HOGA, de la universidad de Zaragoza (España); INSEL, de la universidad de Oldenburg (Alemania); PHOTO, de la universidad de tecnología de Helsinki (Finlandia), RAPSYS, de la universidad de New South Wales (Australia); SEU/ARES, de la universidad de Cardiff (Reino Unido)...

### 3.5.3.4 Simulación y optimización con HOMER

El programa de simulación y optimización de HOMER (siglas en inglés – Hybrid Optimisation Model for Electric Renewables) desarrollado desde 1994 por NREL (siglas en inglés – National Renewable Energy Laboratory) en EE.UU. es un programa que puede descargarse gratuitamente de Internet.

Permite la simulación de paneles fotovoltaicos, generador diesel, baterías, energía microhidráulica y eólica. Las cargas pueden ser CA o CC, cargas de hidrógeno o cargas de calor. Los datos de entrada son la demanda, la cantidad de recurso renovable, las características técnicas de cada componente y su coste inicial y de mantenimiento, restricciones de LPSP y otras posibilidades de operación avanzadas. Para la simulación, se basa en datos horarios de demanda y recursos renovables, es decir, en cada intervalo de una hora todos los parámetros permanecen fijos. El programa optimiza el sistema según el criterio del NPC (CAE) dada una serie de restricciones.

Es ampliamente empleado en la optimización de sistemas híbridos aislados y ha sido validado en muchas ocasiones. Como inconveniente, al tratarse de un método enumerativo de optimización, presenta un largo tiempo de simulación en función del número de variables que se use.

### 3.5.3.5 Simulación programada por MATLAB

Para calcular y utilizar los parámetros que determinan el comportamiento del sistema híbrido se han considerado valores horarios. Durante cada hora se ha considerado que todos los parámetros del sistema (consumos, valores meteorológicos, potencias de los distintos componentes, etc.) permanecen constantes.

A partir del modelo de funcionamiento de los componentes propuesto en el apartado 3.5.1, se definen las ecuaciones para obtener las variables que, a modo de restricción, indicarán la presencia de soluciones factibles. Así la energía eléctrica total generada por las dos fuentes renovables durante un periodo de tiempo entre  $t$  y  $t+1$  será [Wh]:

$$E_{gen}(t) = E_{GE}(t) + E_{FV}(t) \quad (3.22)$$

Por otra parte, la cantidad de energía que es demandada pero no abastecida será:

$$LPS(t) = E_L(t) - (E_{gen}(t) + SOC(t-1) - SOC_{min})\eta_{inv} \quad (3.23)$$

Así, acorde a la definición de probabilidad de energía no suministrada a la carga (LPSP) (véase apartado 3.5.3.1):

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)} \quad (3.24)$$

Por último se puede calcular la energía generada en cada intervalo de tiempo que no es aprovechada por la carga por estar llenas las baterías ( $E_D(t)$ ). Esta energía tendrá que ser disipada.

$$E_D(t) = E_{gen}(t) - \left[ \frac{E_L(t)}{\eta_{inv}} + \left( \frac{SOC_{max} - SOC(t-1)}{\eta_{CB}} \right) \right] \quad (3.25)$$

Sumando esta energía a lo largo de todos los intervalos y dividiendo entre toda la energía producida, se obtiene un parámetro que se puede expresar en % que indica la proporción de energía generada por las fuentes renovables que no es empleada en la carga.

Así, empleando estas ecuaciones, los modelos de operación de los componentes del sistema y el modelo económico, se puede desarrollar el modelo de simulación iterativo cuyo esquema viene representado por el diagrama de flujo de la siguiente figura. Este algoritmo, permite encontrar todas las combinaciones de aerogeneradores, módulos fotovoltaicos y baterías que cumplen un determinado valor de LPSP.

En su programación con MATLAB, todas las combinaciones que cumplen la restricción del LPSP se guardan. Sin embargo, para desarrollar el análisis económico solamente se seleccionan aquellas que no son sobredimensionadas. Es decir, si por ejemplo se tiene una solución con 1 día de autonomía, 2 aerogeneradores y 9 módulos fotovoltaicos, y otra solución con 1 día de autonomía, 2 aerogeneradores y 10 módulos fotovoltaicos, la segunda solución no entrará al análisis económico puesto que, aunque cumple la restricción del LPSP, existe una combinación con menos equipos que también la cumplirá.

Dicho de otra forma, solo se realiza el análisis económico de las combinaciones con sistemas mínimos (no sobredimensionados) que cumplen el LPSP.

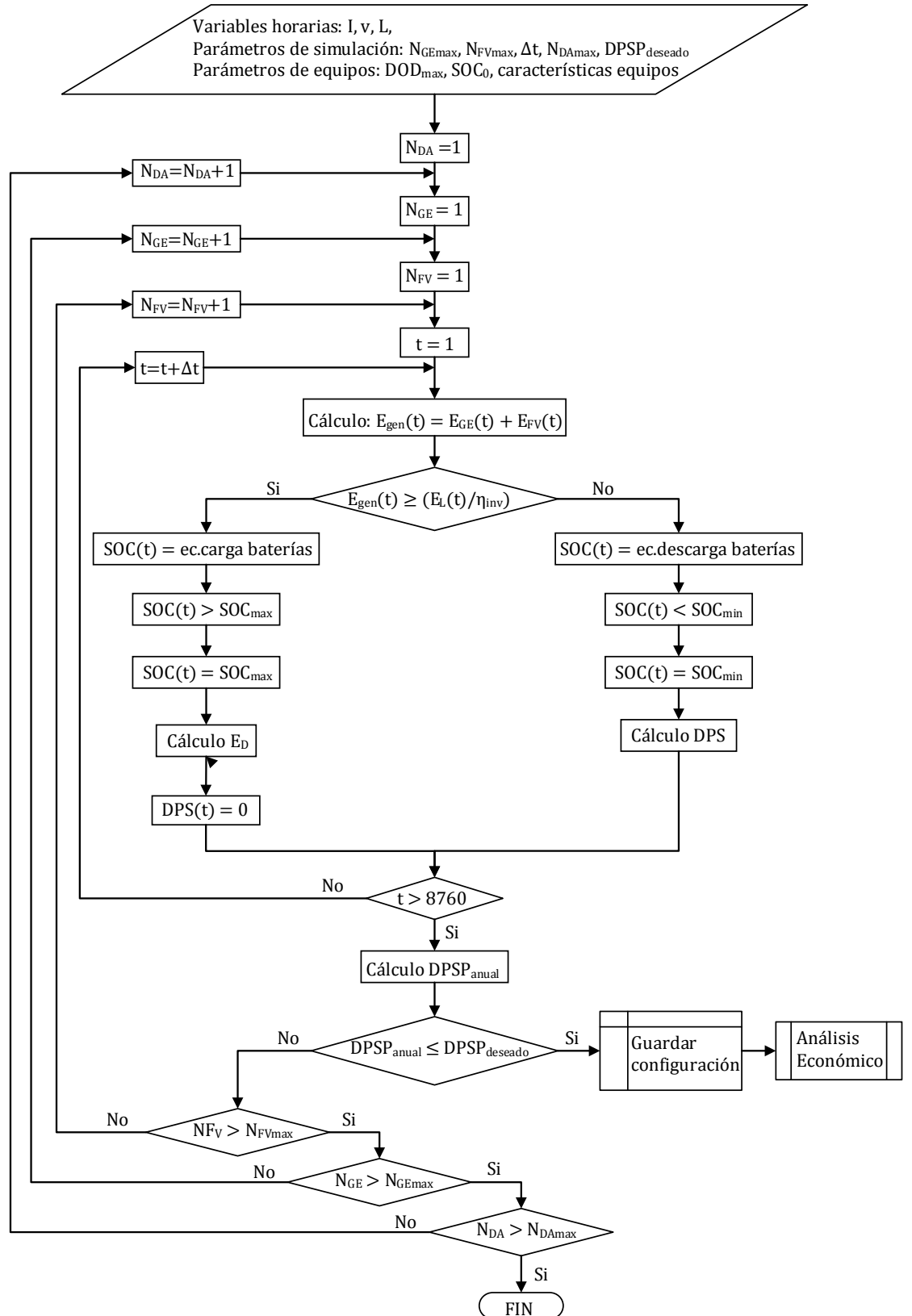


Figura 3.7 Diagrama de flujo del algoritmo iterativo de simulación y optimización de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico.

## 4 Información sobre la zona del proyecto

---

### 4.1 Características del campamento de la Laguna Colorada

#### 4.1.1 Ubicación

El presente proyecto se desarrolla para el campamento de la Laguna Colorada. Este se encuentra en extremo suroeste del Estado Plurinacional de Bolivia, en el departamento de Potosí, en la provincia de Sur-Lípez, en el municipio de San Pablo de Lípez. Por otra parte este campamento se encuentra en los límites de la Reserva Nacional de Fauna Andina Eduardo de Avaroa. Dista 12 km solamente de la frontera con Chile y 91 km con la de Argentina.

El campamento se encuentra alrededor de las coordenadas (latitud S, longitud O) = (22°10', 67°49').





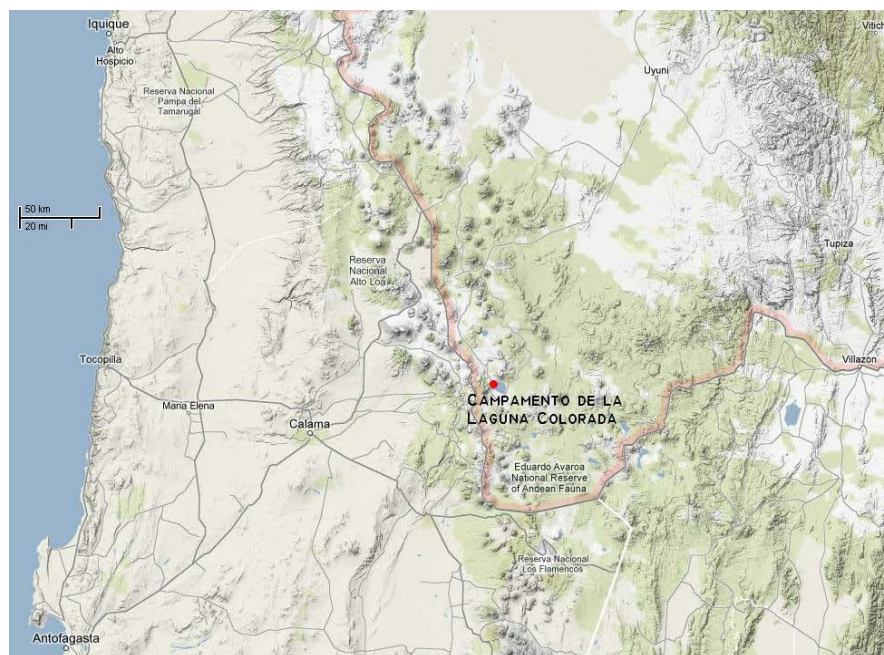


Figura 4.1 Mapa de situación de Bolivia y ampliación de la región sur-oeste para la ubicación de la Laguna Colorada. Imagen de fondo: Google Maps.

### 4.1.2 Fisiografía de la región

La zona en la que se encuentra el campamento es un territorio altiplánico situado a más de 4000 m de altitud. Concretamente, este campamento se encuentra a unos 4335 m sobre el nivel del mar. El terreno es de origen volcánico con presencia de numerosos volcanes tanto apagados como activos y que se elevan hasta casi los 6000 m siendo las montañas más altas de la frontera de Bolivia con Chile. Abundan las lagunas a las que afluyen arroyos de muy pequeño caudal. Entre las lagunas, destaca por su tamaño e interés ecológico la Laguna Colorada junto a la que se encuentra el campamento.

Así, debido a la altitud y la continentalidad de la región, el clima es extremadamente seco y muy frío con precipitación media anual inferior a los 100 mm y grandes amplitudes térmicas día/noche. En el caso de precipitación, las nevadas son frecuentes y se suelen producir fuertes lluvias hacia los meses de diciembre y enero.

Este clima determina el paisaje bioclimático de la zona dando lugar a páramos andinos y desiertos de altura.

### 4.1.3 Comunicaciones

Las comunicaciones son muy limitadas. Desde Bolivia, para acceder hasta él, hay que recorrer más de 300 km por pistas de ripio hasta alcanzar la localidad de Uyuni donde, a finales de 2011, se inauguró la primera carretera asfaltada que une esta localidad con Potosí. El recorrido en vehículo todoterreno demora hasta 8 horas desde el campamento de la Laguna Colorada hasta Uyuni, si las condiciones meteorológicas acompañan.



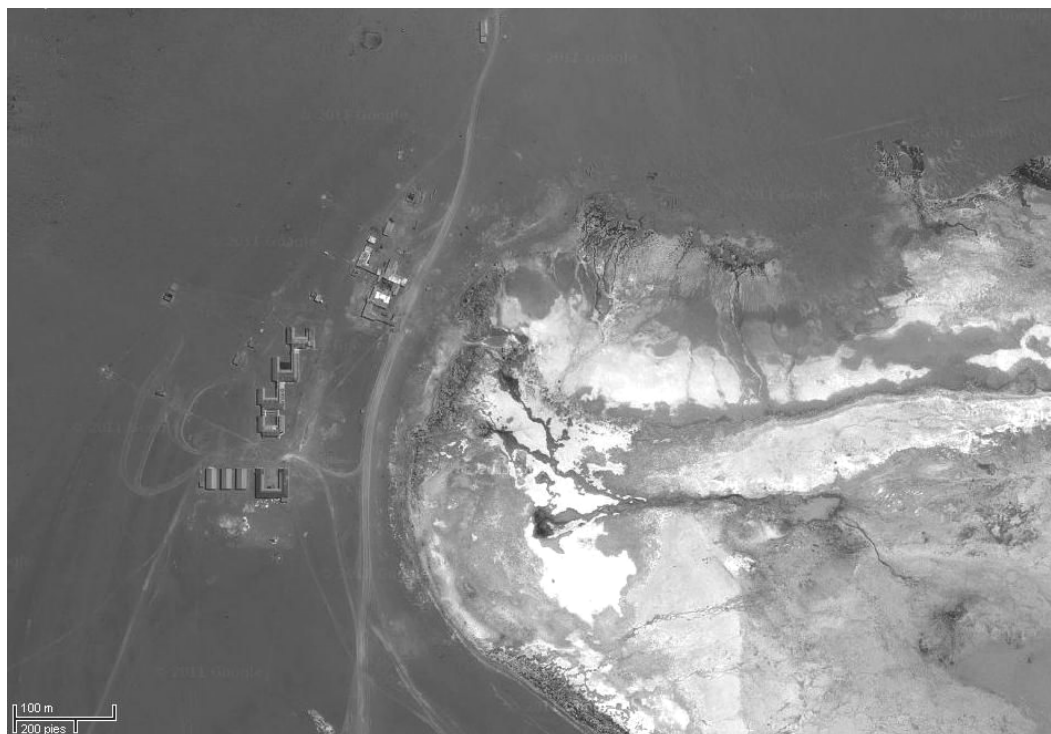
En cuanto a comunicación aérea el campamento se encuentra a más de 300 km de distancia del aeropuerto boliviano más cercano, también en Uyuni.

Por otra parte, existen comunicaciones algo mejores con la frontera chilena, que aunque dista solamente 12 km del campamento, es preciso recorrer alrededor de 150 km para alcanzar el paso fronterizo algo más al sur. También se trata de una pista de ripio pero que en su tramo final está en mejor estado ya que debido a la explotación de Bórax (principalmente en el Salar de Chalviri), la ruta está preparada para el tránsito de pequeños camiones que transportan este mineral hasta la frontera. A partir de allí, la carretera chilena es de asfalto.

#### 4.1.4 Edificaciones y población

Este campamento está formado por dos conjuntos de edificaciones claramente diferenciadas por las actividades que se llevan a cabo. Uno corresponde a la explotación turística de la reserva nacional y lo conforman algún hostel o refugio rústico para los turistas que llegan en vehículo todoterreno, alguna tienda y las viviendas de las familias que llevan estas actividades. El otro conjunto es la zona de investigación, donde se encuentran los laboratorios y residencias de los técnicos y científicos que se encuentran allí para el análisis de viabilidad de un proyecto de aprovechamiento de energía geotérmica a unos 50km del campamento. Cuenta con oficinas, laboratorio químico y geológico y talleres.

Además de estas edificaciones, existe una torre de comunicaciones y un puesto desde el que se controla el acceso a la reserva nacional de fauna en la que se encuentra este campamento.



*Figura 4.2 Vista satelital del campamento junto a la Laguna Colorada. El edificio en la parte superior de la imagen es el puesto de control de entrada a la reserva. Los edificios más grandes y de formas cuadradas son los de la zona científica. El resto son viviendas y hostales rústicos para los turistas. Imagen: Google Maps*



*Figura 4.3 Foto panorámica del campamento. En el centro al fondo, la Laguna Colorada. A la derecha las edificaciones científicas y a la izquierda las residenciales.*

## 4.2 Estudio de la demanda eléctrica

### 4.2.1 Estimación de la demanda eléctrica

Para la estimación de la demanda, se han dividido los puntos de consumo en tres categorías:

- Categoría residencial
- Categoría general
- Alumbrado público

Inicialmente en el apartado siguiente se calcula la demanda para el año 0, de inicio del proyecto y a continuación en el apartado 4.2.2 se realiza una proyección del aumento de la demanda para el año 15 que es el horizonte del proyecto.

#### 4.2.1.1 Categoría residencial

Se incluyen en esta categoría todos los puntos de consumo o usuarios, como familias, tiendas, hostales o refugios rústicos y residencias de los científicos.

Se estima en 9 el número de usuarios potenciales (9 familias residentes o puntos de suministro) para el año 0 y se estima que el índice de cobertura para este año de inicio es del 75% de la población lo cual indica que hay 6,8, es decir 7, usuarios abonados o servidos de los 9 usuarios potenciales. Este índice de cobertura por tanto ha sido definido como:

$$i_{cob} = \frac{n^{\circ} \text{ usuarios servidos}}{n^{\circ} \text{ usuarios potenciales}} \quad (4.1)$$

Además, se estima que los usuarios abonados podrán contar con alguno de los siguientes aparatos o sistemas eléctricos:

- Iluminación
- Televisión
- Frigorífico
- Tomas de uso general
- Microondas
- Ordenador

Sin embargo, no todos los usuarios tendrán todos los aparatos. Por ello se define un índice de tenencia para determinar en tanto por ciento, la proporción de usuarios que poseen cada aparato o sistema eléctrico. Este índice se valorará aproximadamente con una estimación propia de lo que podría darse en sectores orientados al turismo y a la investigación en Bolivia. Se define para cada equipo o sistema eléctrico como:

$$i_{ten} = \frac{n^{\circ} \text{ usuarios servidos con equipo/sistema}}{n^{\circ} \text{ usuarios servidos totales}} \quad (4.2)$$

Por otra parte, se define la potencia instalada (potencia nominal) por equipo o sistema eléctrico para determinar la energía consumida horariamente. Pero para estimar la energía consumida es preciso además definir dos factores que afectan a la potencia instalada:

- **Factor de utilización:** define la proporción de potencia media empleada durante el uso de un aparato eléctrico respecto a la potencia máxima o nominal que desarrolla. Es decir:

$$F_u = \frac{\overline{Pot}}{Pot_N} \quad (4.3)$$

- **Factor de simultaneidad:** indica la proporción de usuarios que estarán empleando un aparato o sistema eléctrico a la vez, respecto al total de usuarios que los poseen. Se definirá diferente factor según sea de día o de noche.

$$F_s = \frac{n^{\circ} \text{ usuarios que están empleando el aparato/sistema}}{n^{\circ} \text{ usuarios que poseen el aparato/sistema}} \quad (4.4)$$

Estos dos factores no serán calculados sino estimados para poder calcular adecuadamente la demanda.

Finalmente, se define el horario de uso a lo largo del día de cada sistema o aparato eléctrico. Para información más detallada acerca del uso horario a lo largo del día y otros resultados de demanda véase el Anexo II. Así, los valores estimados y calculados para el año 0 son:

Equipos o sistemas	Nº usuarios servidos	Índice de tenencia	Potencia instalada por equipo o sistema ( $Pot_N$ ) [W]	Factor de utilización ( $F_u$ )	Factor de simultaneidad ( $F_s$ ) día	Factor de simultaneidad ( $F_s$ ) noche
Iluminación	6,8	1	300	0,4	0,2	1
Televisión	6,8	0,3	80	1	0,4	0,6
Frigorífico	6,8	0,15	200	0,2	1	1
Tomas uso general	6,8	1	1500	0,1	0,2	0,1
Microondas	6,8	0,1	800	1	0,1	0,1
Ordenador	6,8	0,1	100	1	0,4	0,2

Tabla 4.1 Parámetros de la demanda eléctrica para la categoría residencial en el año 0.

#### 4.2.1.2 Categoría general

La categoría general la conforman los dos laboratorios científicos y el taller, el puesto de control a la entrada del parque natural, la torre de comunicaciones para internet vía satélite y radio, y la posta médica. Así, el número de usuarios potenciales son 6, y se considera que todos ellos están servidos desde el año 0, por lo que el índice de cobertura se considera del 100%.

La potencia instalada por cada usuario es:

- Laboratorios científicos: 2500 W, (siendo 2 laboratorios y un taller,  $3 \times 2500 \text{ W} = 7500 \text{ W}$ )
- Puesto de control: 1200 W
- Torre de comunicaciones: 200 W
- Posta médica: 2000 W

De la misma forma que en la categoría residencial, para esta categoría general también se definen los factores de utilización y de simultaneidad. Sin embargo, no tiene sentido hablar del índice de tenencia para esta categoría, pues no se habla de los equipos o sistemas sino del usuario o punto de suministro en general.

Usuario	Nº usuarios servidos	Potencia instalada por punto de consumo ( $P_{otN}$ ) [W]	Factor de utilización ( $F_u$ )	Factor de simultaneidad ( $F_s$ ) día	Factor de simultaneidad ( $F_s$ ) noche
Laboratorios y taller	3	2500	0,3	0,3	0,2
Puesto de control	1	1200	0,6	1	1
Torre de comunicación	1	200	0,4	1	1
Posta médica	1	2000	0,1	1	1

Tabla 4.2 Parámetros de la demanda eléctrica para la categoría general en el año 0.

Todos los valores definidos para los diversos factores así como la distribución horaria del consumo se presentan en el Anexo II.

#### 4.2.1.3 Categoría de alumbrado público

Esta categoría la forman únicamente los puntos de alumbrado público. Se estima la colocación de unos 7 fluorescentes de 50 W cada uno para el año 0 del proyecto. En este caso el factor de utilización será 1, pues cada fluorescente en funcionamiento consume la potencia nominal todo el tiempo; y el factor de simultaneidad también será 1, pues se supone que todos los fluorescentes se encienden y apagan a la vez.

La distribución horaria del encendido del alumbrado público también se puede ver en el Anexo II.

## 4.2.2 Proyección de la demanda para el horizonte del proyecto

El horizonte del proyecto son 15 años. Así, el dimensionamiento del sistema y por tanto la estimación de la demanda debe hacerse para el año 15 de tal forma que recoja el posible aumento de población y de potencia instalada y consumida durante 15 años desde el año actual, año 0, para el que ya se ha estimado la demanda.

Para analizar esta variación a lo largo de los 15 años, se va a estudiar categoría a categoría. Antes, conviene remarcar que los factores de simultaneidad y de utilización se consideran constantes a lo largo de los años para todas las categorías.

### 4.2.2.1 Categoría residencial

Los factores que se consideran en la variación de la demanda eléctrica del campamento son:

- Variación de la población residente
- Variación del índice de cobertura
- Variación del índice de tenencia de cada equipo o sistema eléctrico

#### *Variación de la población residente*

Se estima que se producirá un aumento ligero de población con el tiempo en el campamento. Sería debido sobre todo a la influencia del turismo y las oportunidades que pueden existir en hostelería. Sin embargo, este aumento no se considera muy grande, pues el clima y el aislamiento hacen del campamento un lugar hostil para vivir.

Para caracterizar el aumento de población, se empleará un método geométrico:

$$Pob_m = Pob_0 \cdot \left(1 + \frac{i_{cpob}}{100}\right)^m \quad (4.5)$$

donde:

$Pob_m$	población estimada para el año m.
$Pob_0$	población actual.
$i_{cpob}$	índice de crecimiento poblacional (%).
$m$	periodo de crecimiento poblacional [años].

Así, dada una población de 9 usuarios potenciales en el año 0, se considera un índice de crecimiento  $i_{cpob}=2$  para el periodo de los cinco primeros años, y un índice de crecimiento  $i_{cpob}=1$  para los años siguientes. Esto es porque se estima que el crecimiento sea mayor los 5 primeros años debido al impulso de la electrificación mientras que los años siguientes el crecimiento se relaja.

Todos los resultados se pueden consultar en el Anexo II

#### *Variación del índice de cobertura*

Igualmente se estima que habrá un aumento en el grado de electrificación del campamento, es decir, si bien el al principio la instalación solamente cubre al 75% de los usuarios, se estima que

bastante antes del horizonte del proyecto debería cubrir 100%. Para ello se define el índice de cobertura como en la ecuación (4.1), y se considera un aumento de este índice de forma porcentual. Así, se considera que durante los primeros 5 años aumentará a un ritmo del 6% anual de tal manera que para el cuarto año se alcanza una cobertura del 95% y para el quinto año la cobertura eléctrica es del 100%. Esto significa que para el horizonte del proyecto estarán todos los usuarios potenciales abastecidos.

#### ***Variación del índice de tenencia***

Tal y como se ha definido con la ecuación (4.2), este índice de tenencia recoge la proporción de usuarios servidos por la red que emplean un equipo respecto al número de usuarios totales de la red. Al igual que los índices anteriores, se considera que habrá un aumento en el número de equipos/sistemas que posee cada usuario por lo que se tendrá que ver reflejado en un aumento del índice de tenencia. Así, se considera un aumento porcentual de este índice a lo largo de los años de tal forma que los 5 primeros años aumentará al 7% anual, los 5 siguientes al 6% y los 5 últimos al 5%. Este aumento de la velocidad de crecimiento del índice de tenencia se debe a que inicialmente, en cuanto se tenga la disponibilidad de la electricidad, el deseo por tener nuevos equipos será mayor que pasado un tiempo cuando la mayoría ya los tengan.

#### **4.2.2.2 Categoría general**

El aumento de la demanda eléctrica en la categoría general a lo largo de los años se va a caracterizar por un aumento anual de la potencia instalada en cada punto de suministro. Este aumento anual respondería a un aumento progresivo del número de equipos eléctricos usados en cada caso o a un mayor uso.

La variación de la potencia instalada año a año se va a calcular de forma porcentual de forma que durante los 5 primeros años el aumento es del 2% anual y en los 10 años siguientes el aumento es del 1% anual.

#### **4.2.2.3 Categoría de alumbrado público**

El aumento de la demanda eléctrica en esta categoría a lo largo de los años se va a caracterizar por un aumento de los puntos de luz (luminarias) instalados. Se considera un crecimiento del 2% durante los 5 primeros años y del 1% durante los años siguientes. De esta forma, para el año 15 habría 9 puntos de luz.

### **4.2.3 Resultados y curvas de demanda**

Tras realizar todos los cálculos de demanda (apartados 4.2.1 y 4.2.2) para el año 15 y definir la distribución horaria de cada elemento de consumo (véase Anexo II) se obtienen los siguientes valores de demanda horaria:

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Demanda [kW]</b>	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	2,19	2,40	3,33	3,40	3,12	2,91	2,91

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
<b>Demanda [kW]</b>	3,13	3,13	3,13	2,67	2,67	2,91	2,91	3,64	3,71	2,83	2,62	2,19

Tabla 4.3 Demanda horaria en kW prevista para el año 15. El primer cuadro indica la potencia media demandada entre las 00:00 y la 1:00, el segundo entre la 1:00 y las 2:00 y así sucesivamente.

Representando estos valores según la contribución parcial de cada categoría, queda la siguiente curva de demanda diaria:

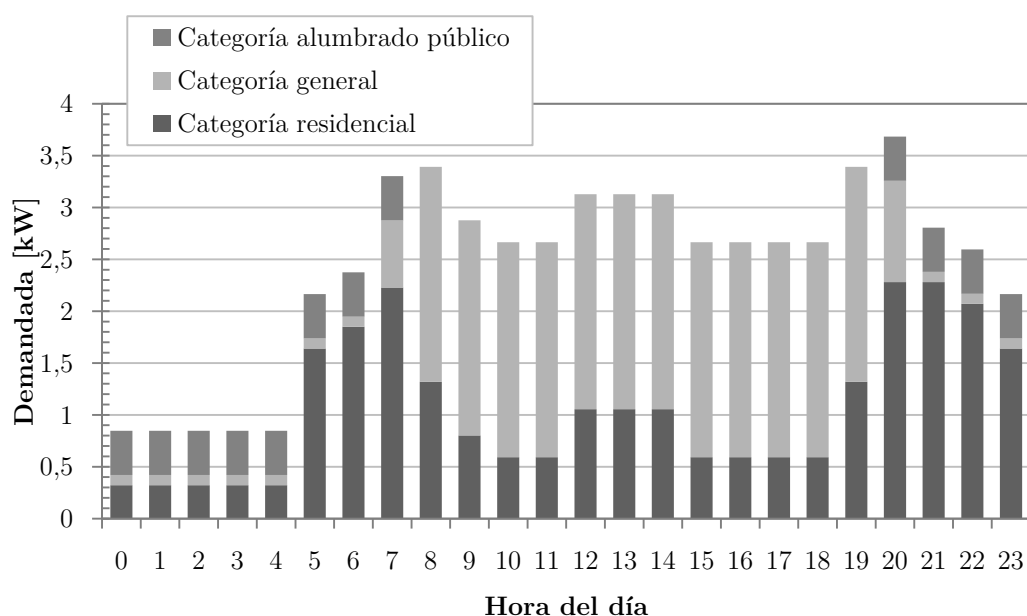


Figura 4.4 Curva de demanda total diaria para el año 15. Se representa la contribución parcial horaria de cada categoría.

Con esta curva de demanda para el año 15 se obtiene:

Demanda diaria [kWh/día]	59,82
Demanda mensual [kWh/mes]	1,79
Demanda anual [MWh/año]	21,84
Potencia media (diaria) [kW]	2,49
Potencia máxima (diaria) [kW]	3,68
Factor de carga (%)	67,67

Tabla 4.4 Valores característicos de la demanda estimada para el año 15.

Finalmente se representa la evolución creciente de la demanda media diaria desde el año 0 hasta el horizonte del proyecto en el año 15.

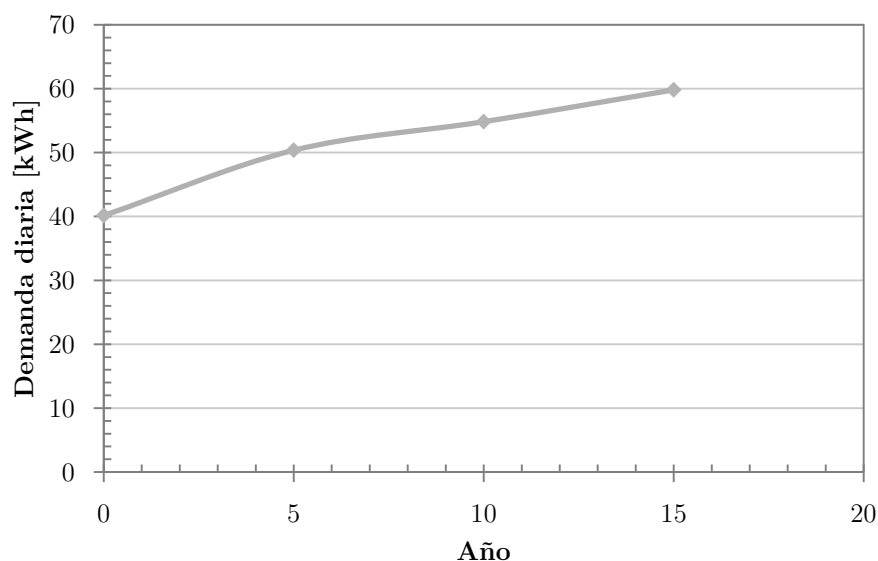


Figura 4.5 Evolución de la demanda diaria estimada a lo largo de los años del proyecto.

## 4.3 Evaluación de los recursos energéticos renovables disponibles

### 4.3.1 Fuentes de energía renovable para generación eléctrica factibles en la región

Entre las fuentes renovables de generación eléctrica para un sistema aislado citadas en el apartado 3.1.2, se podrían descartar a priori como posibles fuentes energéticas las siguientes:

- Energía hidráulica: Debido a que la región presenta un clima muy seco (véase apartado 4.1.2) y no existen corrientes continuas de agua con abundante caudal, no es factible la generación de energía eléctrica mediante una microcentral hidráulica.
- Energía de la biomasa: Debido al clima seco y frío, la región se caracteriza por un paisaje bioclimático de desiertos fríos y páramo. Así las pocas especies vegetales existentes, tienen un crecimiento muy lento que haría inviable su explotación como biomasa para la generación de energía eléctrica de forma constante. Por otra parte, no existe prácticamente ganadería (a excepción de algunos camélidos) para obtener desechos para emplear como biomasa ni los residuos producidos por el campamento serían suficientes para emplear en un gasificador por ejemplo. En cuanto al empleo de un grupo electrógeno con biocombustible, es una opción muy poco desarrollada en Bolivia [13] y se considera que su implementación podría dar problemas posteriores para un fácil mantenimiento (reposición de combustible).

De esta forma, se consideran solamente las fuentes de energía renovables restantes, energía eólica y energía solar fotovoltaica, como posibles candidatas a falta de analizar la potencialidad real que tienen para la producción eléctrica.



### 4.3.2 Adquisición de los datos de los recursos renovables factibles

Los registros meteorológicos en Bolivia son bastante limitados. El Servicio Nacional de Meteorología e Hidrografía (SENAMHI) monitorea las estaciones meteorológicas situadas en los distintos departamentos del país y publica los datos en su página web<sup>8</sup>. Entre las estaciones que monitorea, tiene una en la laguna colorada. Sin embargo los datos sólo están disponibles hasta el año 2001 y por otra parte no cuenta con datos de radiación solar ni de velocidad del viento.

Por otro lado, al tratarse de un asentamiento tan aislado, no existen tampoco estaciones meteorológicas cercanas con los datos necesarios. Así, para la adquisición de datos hay que recurrir a simulaciones y estimaciones.

#### 4.3.2.1 Adquisición de datos eólicos

Debido a la falta de datos eólicos es preciso recurrir a simulaciones de viento. Una de las fuentes más generalizadas es la simulación realizada por la empresa 3TIER<sup>9</sup>, cuyo producto se denomina Firstlook. Esta aplicación previo pago, permite vía internet<sup>10</sup> obtener los datos simulados de diferentes parámetros meteorológicos como velocidad del viento y radiación solar para cualquier lugar del planeta.

Sin embargo para el caso de Bolivia, existe un estudio de simulación eólica detallado, gratuito y accesible a través de Internet. Esto es posible gracias al contrato que estableció la Corporación Financiera Internacional<sup>11</sup> (IFC – siglas en inglés, International Finance Corporation) con la Transportadora de Electricidad de Bolivia<sup>12</sup> (TDE), por el cual IFC, bajo su programa de responsabilidad social corporativa, financiaría, a modo de préstamo, a TDE su programa de promoción del acceso y uso de energías renovables en Bolivia. Así IFC contrató a 3TIER para la elaboración de esta simulación del recurso eólico en Bolivia con acceso libre para todos los interesados.

La evaluación del recurso eólico se basa en un año aleatorio de datos simulados. 3TIER emplea para ello el modelo WRF 3.0 (siglas en inglés - Weather Research and Forecasting). Este es un modelo desarrollado por NCAR (siglas en inglés - National Center for Atmospheric Research) en Estados Unidos y es ampliamente utilizado en el área de evaluación del recurso eólico a nivel mundial. Este modelo simula las circulaciones atmosféricas y contabiliza los efectos del uso de la tierra y la topografía. Las simulaciones se realizan con una resolución de 5 km, interpoladas a la ubicación que se elija.

---

<sup>8</sup> [www.senamhi.gob.bo](http://www.senamhi.gob.bo)

<sup>9</sup> 3TIER fue creada en 1999. Tiene su sede en Seattle (EEUU) y es uno de los proveedores independientes más importantes a nivel mundial en evaluación y pronóstico para la energía eólica, solar e hidráulica.

<sup>10</sup> [www.firstlook.3tier.com](http://www.firstlook.3tier.com)

<sup>11</sup> IFC es un miembro del Grupo Banco Mundial. Fomenta el crecimiento económico sostenible en los países en vías de desarrollo con el financiamiento de inversiones en el sector privado.

<sup>12</sup> TDE es la empresa principal de Bolivia en la transmisión de energía operando cerca del 75% del SIN.

Por otra parte, para validar la simulación, 3TIER comparó las velocidades de viento simuladas con tres juegos de datos observados. El primero consistía en las medidas de viento a 20 m realizadas durante un año en 10 torres instaladas por la agencia japonesa de cooperación internacional JICA (siglas en inglés, Japan International Cooperation Agency). El segundo lo conformaban los datos observados a 20 m durante un año en 3 torres en el norte de Chile ubicadas dentro del dominio simulado para Bolivia. El último consistía en las velocidades medidas en 22 estaciones meteorológicas ubicadas en Bolivia y Brasil, cuyos datos se encuentran en la Unidad de Procesamiento del Tiempo de Estados Unidos.

#### **4.3.2.2 Adquisición de datos solares**

Debido también a la falta de registros solares en la estación de la laguna colorada, es necesario remitirse a otras fuentes de estimación de la radiación solar. Así se emplea el programa HOMER que, mediante conexión a Internet, introduciendo la longitud y latitud, entra en la base de datos de irradiancia solar que tiene la NASA SSE (siglas en inglés, Surface meteorology and Solar Energy) para cualquier parte del mundo. Con este procedimiento se obtienen en el programa la irradiancia solar horizontal media mensual y los índices de claridad.

### **4.3.3 Validación independiente de los datos de los recursos renovables factibles**

#### **4.3.3.1 Validación de los datos eólicos**

A pesar del uso generalizado de la simulación de 3TIER para la obtención de datos eólicos para proyectos en Bolivia y a pesar de la validación de la simulación realizada por la propia 3TIER, se cree conveniente analizar la validez de los datos simulados para la zona de la Laguna Colorada. Para ello se pretende comparar los valores de viento simulados por 3TIER con los valores simulados por el explorador eólico de Chile en su versión 2012.

El explorador eólico de Chile es una herramienta accesible por Internet que presenta los datos de recuso eólico en todo el territorio de Chile obtenidos mediante simulación. Esta simulación es producto de la colaboración entre el Ministerio de Energía de Chile, la agencia de cooperación internacional alemana GIZ (siglas en alemán, Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit) y el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile. Al igual que la simulación de 3TIER, esta se basa también en el modelo WRF pero en este caso la versión 3.2. Así, comparando ambas simulaciones no se va a contrastar la validez del modelo meteorológico, ya que es el mismo, sino simplemente que los valores estimados para la zona de la Laguna Colorada sean parecidos.

Debido a la cercanía de la Laguna Colorada con la frontera chilena, la simulación del explorador eólico de Chile en la versión 2012 abarca también esta zona. Para contrastar la similitud de los valores simulados por ambos estudios (3TIER y Explorador eólico de Chile) se obtiene el coeficiente de correlación de Pearson para las velocidades medias mensuales. Este coeficiente indica en qué medida existe relación lineal entre dos variables aleatorias cuantitativas. En concreto, se puede emplear para medir el grado de relación entre dos variables, en este caso los valores medios mensuales que tenemos para las dos simulaciones. Se calcula de la siguiente forma:

$$\rho_{X,Y} = \frac{\sigma_{XY}}{\sigma_X \sigma_Y} = \frac{E[(X - \mu_X)(Y - \mu_Y)]}{\sigma_X \sigma_Y} \quad (4.6)$$

donde:

$\sigma_{XY}$	covarianza de (X,Y)
$\sigma_X$	desviación típica de la variable X
$\sigma_Y$	desviación típica de la variable Y
$\mu_X$	media de la variable X
$\mu_Y$	media de la variable Y

Mes	3TIER [m/s]	Explorador eólico Chile [m/s]
Ene	5,2	5,13
Feb	5	5,38
Mar	4,7	5,32
Abr	5,9	5,82
May	6,4	6,78
Jun	6,8	7,42
Jul	7,8	7,91
Ago	7	7,29
Sep	7,5	7,05
Oct	6	6,04
Nov	5,6	5,58
Dic	5,4	5,26
Promedio Anual	6,11	6,25
<b>Coefficiente de correlación</b>		<b>0,947</b>

Tabla 4.5 Valores de velocidad del viento media mensual para la Laguna Colorada estimados por el simulador de 3TIER y el simulador de Chile. Coeficiente de correlación entre ambas simulaciones.

El alto valor del coeficiente de correlación obtenido refleja que existe una fuerte relación entre los valores simulados por 3TIER y aquellos por el explorador eólico de Chile. Por tanto cabe dar por validos los datos de 3TIER para la Laguna Colorada los cuales se emplearán en todos los cálculos de generación eólica.

#### 4.3.3.2 Validación de los datos solares

Para contrastar los datos medios mensuales dados por la NASA SSE, se van a tomar los datos simulados del explorador solar de Chile. Sin embargo, a diferencia del explorador eólico de Chile en su versión 2012, el explorador solar que es una versión anterior tiene un alcance que se reduce al territorio chileno por lo que no alcanza la zona del proyecto en la Laguna Colorada. Así, se van a tomar tres puntos del alcance de las simulaciones chilenas lo más cercanas a la laguna colorada. Los valores medios mensuales de radiación simulados para los tres lugares se contrastan de forma

individual con aquellos que ofrece la NASA SSE en las mismas coordenadas. Por otra parte, el simulador solar de Chile sólo ofrece datos simulados para 4 meses del año (Marzo, Junio, Septiembre y Diciembre), así que solamente podrán ser contrastados los valores de esos meses.

Al igual que para la energía eólica, el criterio para determinar la validez de los datos empleados será el coeficiente de correlación calculado según la ecuación (4.6); **Error! No se encuentra el origen de la referencia..** La diferencia es que, en este caso, se analizan menos meses, cuatro, y la validez se aplicará al conjunto de los 12 valores medios mensuales necesarios. Los valores de radiación en  $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$  proporcionados por la NASA SSE para cada mes son:

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
8,178	7,735	7,015	6,137	5,127	4,552	4,774	5,611	6,756	7,781	8,189	8,193

Tabla 4.6 Valores de radiación media mensual para la Laguna Colorada en  $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$ .  
Fuente: NASA SSE

El primer punto de contraste es el más cercano posible al campamento de la Laguna Colorada con coordenadas (latitud S, longitud O) =  $(22,19^\circ, 67,89^\circ)$ . El segundo punto de contraste con coordenadas  $(22,01^\circ, 67,9^\circ)$  se encuentra alrededor de 20 km más al norte del primero. Finalmente, el tercer punto de contraste se encuentra en con unas coordenadas  $(22,14^\circ, 68,2^\circ)$ . Se recuerda que las coordenadas de estudio del proyecto de la Laguna Colorada son  $(22^\circ 10', 67^\circ 49') \approx (22,17^\circ, 67,82^\circ)$ .

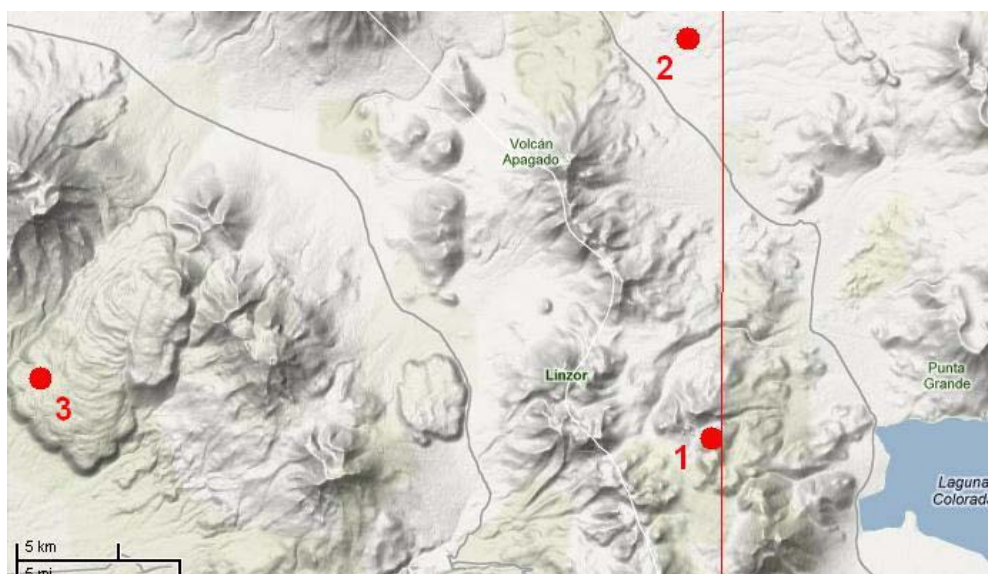


Figura 4.6 Localización de los puntos de contraste de los valores de radiación dados por la NASA SSE y por el simulador solar de Chile. La línea continua indica el alcance de la simulación del explorador solar de Chile. Imagen de fondo: Google Maps.

Radiación horizontal [kWh/(m <sup>2</sup> · día)]						
	Punto 1		Punto 2		Punto 3	
Coordenadas	(S 22,19°, O 67,89°)		(S 22,01°, O 67,9°)		(S 22,14°, O 68,2°)	
Fuente	Exp. Chile	NASA SSE	Exp. Chile	NASA SSE	Exp. Chile	NASA SSE
Marzo	7,23	6,911	7,32	6,911	6,98	7,005
Junio	5,4	4,584	5,39	4,598	5,23	4,493
Septiembre	7,53	6,749	7,54	6,741	6,91	6,727
Diciembre	7,91	8,089	8,28	7,985	7,17	8,346
Promedio de 4 meses	7,018	6,583	7,133	6,559	6,573	6,643
Coefficiente correlación	0,970		0,991		0,944	

Tabla 4.7 Coeficientes de correlación para la validación de los valores de radiación horizontal de la NASA cercanos a la Laguna Colorada. El promedio de los 4 meses no se emplea en el cálculo del coef. de correlación.

Los resultados obtenidos del coeficiente de correlación muestran que existe una relación muy buena entre los datos para los 4 meses proporcionados por la NASA y aquellos 4 simulados por el explorador de Chile para los tres puntos de contraste seleccionados. Por ser la relación tan próxima a 1 se considera que lo será también para los 8 meses restantes. De la misma forma, al tratarse de 3 puntos cercanos al punto de estudio en el campamento de la Laguna Colorada, se supone que los datos de radiación media mensual proporcionados por la NASA para este punto de estudio serán suficientemente buenos.

#### 4.3.4 Tratamiento de los datos y evaluación de viabilidad para generación eléctrica

##### 4.3.4.1 Tratamiento de datos del recurso eólico

Los datos que se obtienen del 3TIER - Firstlook, son los valores de velocidad media mensual en el lugar seleccionado a 20 m de altura. Esta altura es aproximadamente la que se considera apropiada para la instalación de aerogeneradores de baja y mediana potencia. Además, se dan otros parámetros medios mensuales como la densidad, la temperatura o la potencia obtenida con un aerogenerador comercial dado. Sin embargo, ninguno de estos últimos parámetros serán empleados en los cálculos de optimización.

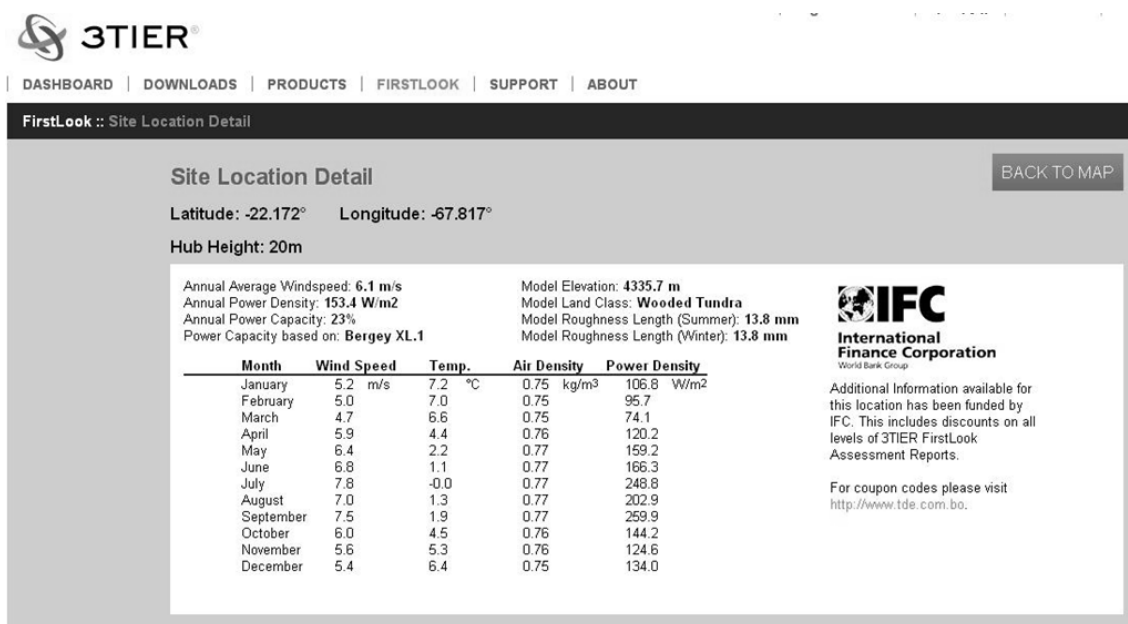


Figura 4.7 Valores de velocidad media mensual y otros parámetros simulados por 3TIER – Firstlook para las coordenadas seleccionadas en la Laguna Colorada y para una altitud del anemómetro de 20m. Fuente y elaboración: 3TIER

Sin embargo, para realizar las simulaciones posteriores del apartado 6 es necesario tener una serie de valores de velocidad del viento horaria. Para ello se introducen los valores mensuales en el programa HOMER. Éste sintetiza los valores horarios a partir de los valores medios mensuales mediante un algoritmo que requiere los siguientes cuatro parámetros para definir la distribución del viento:

- **Weibull k:** El factor k de Weibull o factor de forma, indica la anchura o amplitud de la distribución de frecuencia de las diferentes velocidades de viento a lo largo del año. Se suele tomar un valor de 2. Sin embargo, con el atlas eólico de Bolivia elaborado por 3TIER se puede determinar aproximadamente el factor k para 80 m de altura. Al tratarse de una escala progresiva de colores en el territorio boliviano, no se puede determinar k con exactitud. Aproximadamente el valor que toma para 80 m es de 1,5. Así, se tomará este valor como válido para los 20 m, altura a la que se considera el anemómetro.

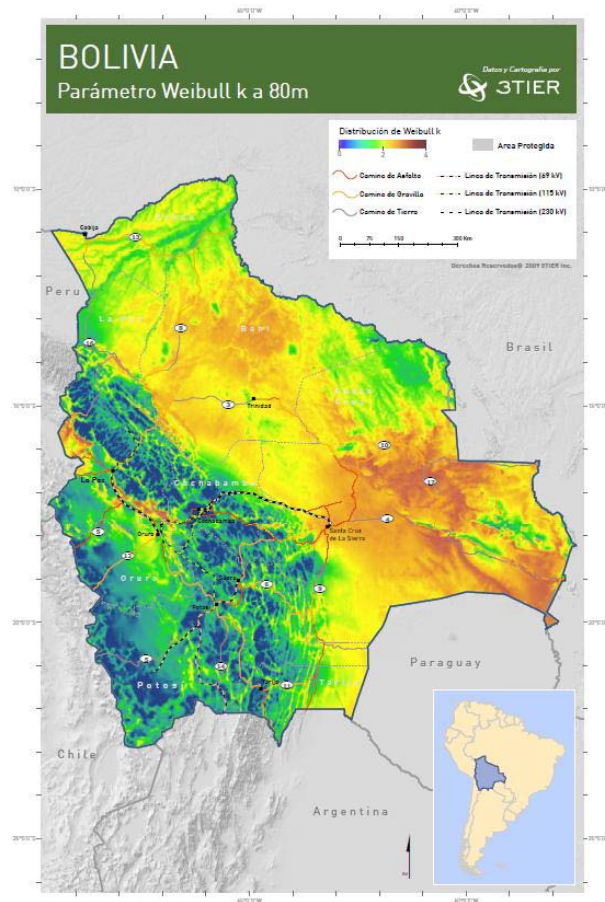


Figura 4.8 Mapa del factor  $K$  de Weibull a 80m para el territorio de Bolivia. Fuente y elaboración: 3TIER

- **Factor de autocorrelación:** Indica en qué medida el valor de la velocidad del viento media en una hora depende de la velocidad media en la hora anterior. Se recomienda típicamente valores entre 0,8 y 0,95. Así se toma un valor de 0,85.
- **Factor diurno:** Indica en qué medida la velocidad media del viento depende de la hora del día. Se recomiendan valores entre 0 y 0,4. Se toma el valor de 0,25.
- **Hora de máxima velocidad del viento:** Indica a qué hora se da de media la velocidad máxima diaria. Está fuertemente relacionado con el parámetro anterior. Generalmente se recomiendan valores entre las 14 h y las 16 h, aunque depende mucho de la orografía y otras condiciones fisiográficas y climáticas del lugar. En ausencia de datos se ha considerado para las 15 h. Por otra parte, se corrobora con el explorador eólico de Chile que indica que la máxima se encuentra entre las 15 h y las 16 h.

Por otra parte, se introducen otros parámetros como la altitud sobre el nivel del mar, que se emplea para calcular la densidad del aire que afecta enormemente en la potencialidad energética del aire; la altura del anemómetro, que se fija en 20 m debido a que los datos simulados son para 20 m; y un coeficiente de rugosidad del terreno empleado para determinar el perfil vertical del viento, es decir, cómo varía la velocidad del viento en función de la altitud sobre el terreno.

A partir de ahora, todos los valores sintéticos horarios se van a tratar como si fueran valores medidos. Así, basándose en estos datos, se hallan a continuación todas las características



necesarias para la determinación del recurso eólico. Se determina la distribución frecuencial de la velocidad del viento, el perfil vertical, la densidad del aire, la densidad energética del viento y la dirección predominante.

### ***Distribución frecuencial de la velocidad del viento - distribución Weibull***

Generalmente se emplea la distribución Weibull de dos parámetros por ser la que más se ajusta habitualmente a la distribución frecuencial de la velocidad del viento.

La función de densidad de probabilidad viene dada por la siguiente función:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (4.7)$$

Donde:

$v$	es la velocidad del viento en [m/s]
$k$	es el factor de forma de weibull
$c$	es el factor de escala de weibull en [m/s]

Integrando la ecuación anterior se obtiene la función de probabilidad acumulada:

$$F(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (4.8)$$

Así, se puede describir una distribución Weibull por el parámetro de escala, que viene a representar la velocidad media, y por el parámetro de forma  $k$ , que indica la anchura de la distribución frecuencial a lo largo de las diferentes velocidades y que habitualmente toma valores entre 1 y 4. Para un valor pequeño del parámetro de forma  $k$ , la distribución será más ancha, y para un valor grande será más estrecha lo que indica que existe un rango estrecho de velocidades que abarcan gran parte de la probabilidad mientras que el resto de velocidades son poco probables.

Teniendo en cuenta todo esto, una vez generada la serie sintética de datos de velocidad media horaria, a partir de los 4 parámetros mencionados al comienzo de este apartado (4.3.4.1), el programa HOMER ajusta por medio del método de máxima verosimilitud una distribución Weibull a estos datos sintéticos.

Se representa a continuación la distribución de frecuencia del viento y la distribución Weibull que mejor se ajusta:



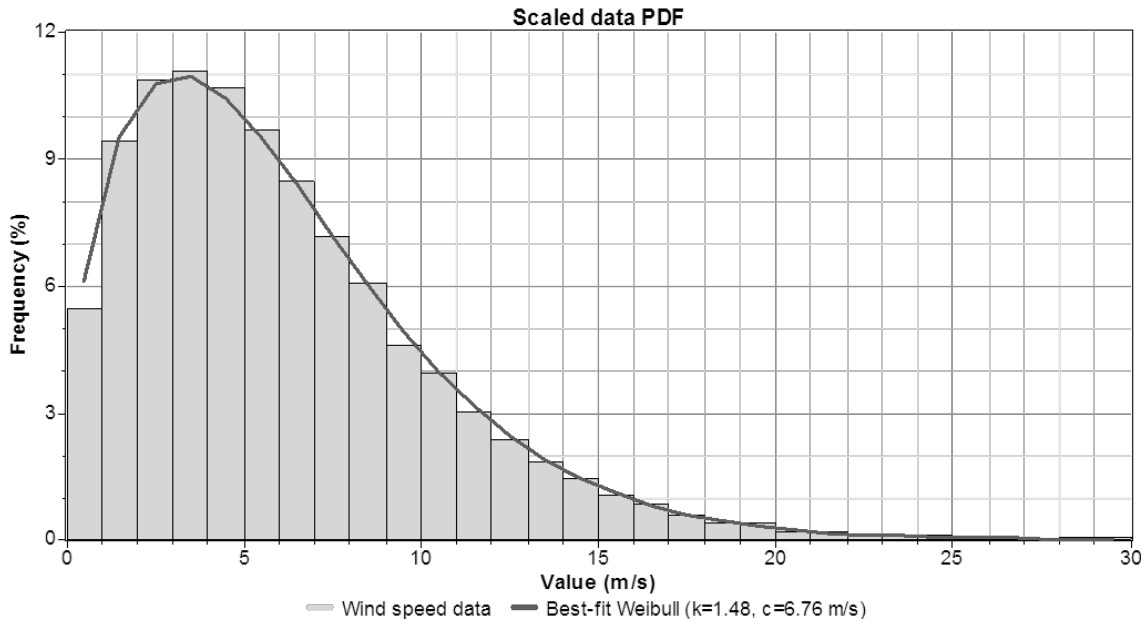


Figura 4.9 Distribución frecuencial de la velocidad del viento en la Laguna Colorada y función de densidad de probabilidad Weibull que mejor se ajusta a la distribución.

Tras realizar el ajuste, se obtiene unos parámetros para la función de distribución Weibull de  $k=1,48$  y  $c=6,76$ .

Con la serie sintética obtenida se calcula mes a mes la velocidad media del viento, la media máxima diaria para cada mes y los valores máximos y mínimos absolutos para cada mes.

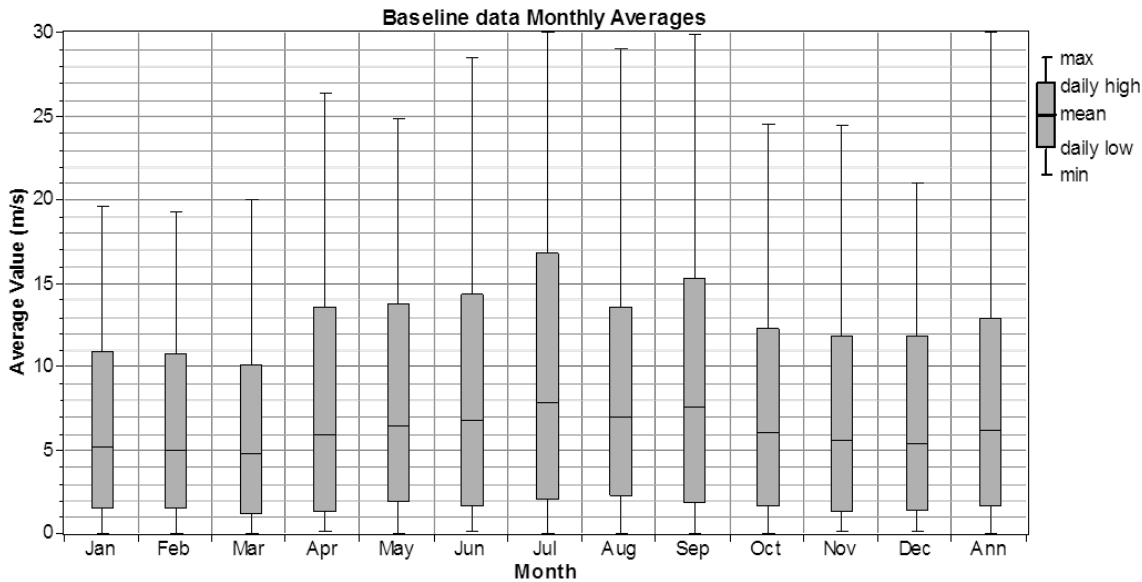


Figura 4.10 Valores de velocidad del viento para la Laguna Colorada: media mensual, media mensual de los máximos diarios, media mensual de los mínimos diarios, máxima absoluta mensual y mínima absoluta mensual.

### Perfil vertical

Los datos simulados con 3TIER y los datos sintéticos para la velocidad se corresponden con una altura sobre el terreno de 20 m. Esta circunstancia es importante ya que según la rugosidad del

terreno, la velocidad del viento puede variar enormemente en función de la altura. Es decir, el efecto del rozamiento del aire con el suelo da lugar a que se produzca una disminución de la velocidad del viento en las proximidades del suelo por lo que el recurso eólico es mayor a mayor altura sobre el suelo.

En general, para superficies poco rugosas, como superficies nevadas o hierbas poco altas, el perfil será más suave de tal forma que habrá poca diferencia entre la velocidad medida a alturas diferentes. Sin embargo, para superficies muy rugosas, como arbustos, árboles, construcciones...la diferencia de velocidad de viento entre dos alturas será muy acusada.

Así, la importancia de conocer el perfil de la velocidad del viento con la altura reside en que, a pesar de conocer los datos de velocidad media a una altura (en este caso 20 m), se debe considerar la posibilidad de colocar el aerogenerador a alturas próximas a 20 m, por tanto con velocidades medias diferentes, y ver la incidencia que tiene en la productividad.

Para hallar el perfil de velocidad con la altura existen dos métodos: el logarítmico y el de la ley de potencia (véase apartado 3.5.1.2). En este estudio, el método empleado para el cálculo del perfil vertical es el logarítmico.

$$\frac{v(z_{hub})}{v(z_{anem})} = \frac{\ln(z_{hub}/z_0)}{\ln(z_{anem}/z_0)} \quad (4.9)$$

Es conocida la altura del anemómetro,  $z_{anem}$ , y las velocidades a esa altura. Así, fijando el parámetro  $z_0$  y la altura a la que colocar la turbina, se podrá calcular la velocidad del viento a la altura de la turbina a partir de aquellas a la altura del anemómetro.

Para hallar el valor de  $z_0$ , existen tablas que según el tipo de obstáculos del terreno, definen la longitud de rugosidad. Así, en la zona de la laguna colorada donde se estudia la colocación de los aerogeneradores, existe un terreno pedregoso con algo de vegetación de pequeña longitud. Así, entrando a las tablas con estas características del terreno, se obtiene un coeficiente de rugosidad de unos 0,01 m. Por otra parte, el valor de rugosidad estimado por 3TIER para el mismo lugar es de 0,013 m (véase Figura 4.7). Esto lleva a considerar que una rugosidad de 0,01 m será apropiada para realizar el cálculo. El perfil vertical obtenido se representa a continuación:

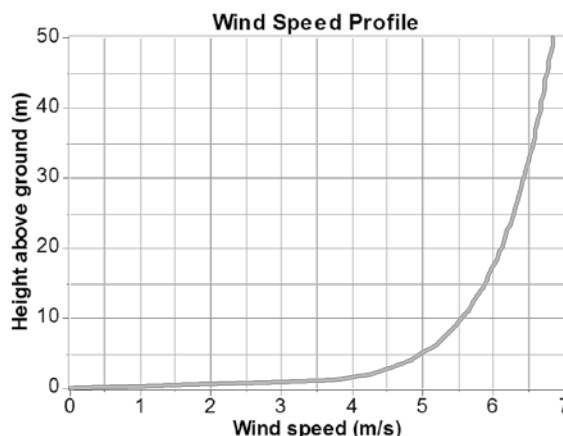


Figura 4.11 Perfil vertical de la velocidad del viento en la Laguna Colorada según el método logarítmico para un coeficiente de rugosidad de 0,01 m.

### ***Densidad del aire***

La densidad del aire varía fuertemente con la altitud sobre el nivel del mar de tal forma que a mayor altitud la densidad del aire es mucho menor. Debido a que la potencia energética del viento y por tanto la obtenida por la turbina, depende proporcionalmente de la densidad del aire (véase apartado siguiente: Densidad energética del viento), la altura a la que se encuentran los aerogeneradores influye mucho en la producción energética. Así, dado que el lugar del proyecto de la Laguna Colorada se encuentra a unos 4335 m, la densidad será mucho menor que a nivel del mar, y será un factor muy importante a considerar.

Aunque la densidad también varía con la temperatura y la presión, para todos los cálculos se va a considerar que la densidad varía únicamente en función de la altitud del lugar según la siguiente relación (el desarrollo para la obtención de esta ecuación se puede consultar en el Anexo III):

$$\frac{\rho}{\rho_0} = \left(1 - \frac{Bz}{T_0}\right)^{g/R_g B} \left(\frac{T_0}{T_0 - Bz}\right) \quad (4.10)$$

donde:

$\rho_0$	densidad del aire en condiciones estándar (2,225 kg/m <sup>3</sup> )
$T_0$	temperatura estándar (288,16 K)
$z$	altitud [m]
$g$	aceleración de la gravedad (9,81 m/s <sup>2</sup> )
$R_g$	constante específica del gas aire (287 J/kgK)
$B$	0,0065 K/m

De esta forma, si bien con la simulación realizada con 3TIER se dan los valores mensuales medios de densidad, para el cálculo con HOMER se considera un único valor de densidad media anual dependiente únicamente de la altitud, obviando de esta manera cualquier variación de densidad debida a la temperatura o la presión por circunstancias meteorológicas puntuales.

Como altitud de referencia para el cálculo de la densidad, se toma 4335m sobre el nivel del mar. Introduciendo este valor en la ecuación (4.10) y resolviendo, se obtiene un ratio de densidad de 0,645. Esto indica que la densidad del aire a 4335 m es del orden del 64% de la densidad a nivel del mar. Esto repercutirá fuertemente en la producción energética de los aerogeneradores como se verá en el apartado siguiente.

Con el ratio calculado, se puede obtener la densidad media anual para 4335 m y es igual a 0,79 kg/m<sup>3</sup>. Este valor es prácticamente igual al simulado por 3TIER cuyo valor varía entre 0,75 y 0,77 kg/m<sup>3</sup>. Sin embargo, por ser 0,79 el valor que se empleará para el cálculo con HOMER, para el resto del estudio se considera también esa misma densidad igual a 0,79 kg/m<sup>3</sup>.

### ***Densidad energética del viento***

La potencia del viento que atraviesa una sección de área viene dada por la expresión:

$$Pot_v(v) = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (4.11)$$

Con:

$Pot_v$	potencia del viento [W]
$\rho$	densidad del aire [kg/m <sup>3</sup> ]
$A$	área de la sección considerada para el cálculo [m <sup>2</sup> ]
$v$	velocidad del viento [m/s]

Dividiendo entre  $A$ , se puede obtener la potencia por unidad de área  $Pot_v/A$  en [W/m<sup>2</sup>].

Dada la distribución Weibull obtenida anteriormente con  $k=1,48$  y  $c=6,76$  (véase Figura 4.9) se calcula para cada intervalo de velocidad de 1 m/s la potencia por unidad de área  $Pot_v/A$  y cada valor se multiplica por la frecuencia correspondiente a cada velocidad como:

$$\frac{D_{viento}(v)}{A} = \frac{Pot_v(v)}{A} \cdot f(v) = \frac{1}{2} \rho v^3 \cdot f(v) \quad (4.12)$$

donde

$f(v)$	es la frecuencia en valor unitario para cada intervalo de velocidad de 1 m/s.
$D_{viento}$	es la función densidad o potencialidad energética del viento y es el producto de la potencia por la frecuencia a cada velocidad

Finalmente sumando todos los valores obtenidos para cada velocidad, se obtiene la potencia media anual del viento por unidad de área:

$$\frac{\overline{Pot_v}}{A} = \sum_{v=0}^{v=v_{max}} \frac{Pot_v(v)}{A} \cdot f(v) \quad (4.13)$$

Realizando los cálculos se obtiene un valor anual de de  $\frac{\overline{Pot_v}}{A} = 289,38$  [W/m<sup>2</sup>].

### ***Dirección predominante del viento***

Para determinar la energía que puede generar un aerogenerador no basta con conocer la energía que tiene el viento únicamente sino que es importante conocer la dirección que lleva. Esto es, si la variabilidad en la dirección es muy grande, habrá muchos momentos en los que la turbina estará girando para posicionarse de frente al viento. Durante este movimiento, aunque el viento sea fuerte no habrá generación eléctrica por estar posicionándose la turbina. Por otra parte, si se prevé colocar más de un aerogenerador, habrá que procurar que la estela de uno no afecte mucho a los otros, es decir, que los aerogeneradores se coloquen de tal forma que interfieran entre sí lo mínimo posible para optimizar la energía recibida. Para esto, es muy importante también conocer la dirección predominante del viento, y así colocar la hilera de aerogeneradores de forma perpendicular a esta dirección.

Los datos simulados por 3TIER – Firstlook no ofrecen la dirección del viento sino que solamente la velocidad media mensual. Sin embargo, para el emplazamiento seleccionado para la colocación de los aerogeneradores, intuitivamente, viendo la orografía se puede afirmar que el viento irá mayoritariamente en dirección noroeste-sureste o viceversa. Esto es porque se trata de un valle y los vientos se canalizarán dando lugar a vientos de dirección noroeste - sureste.

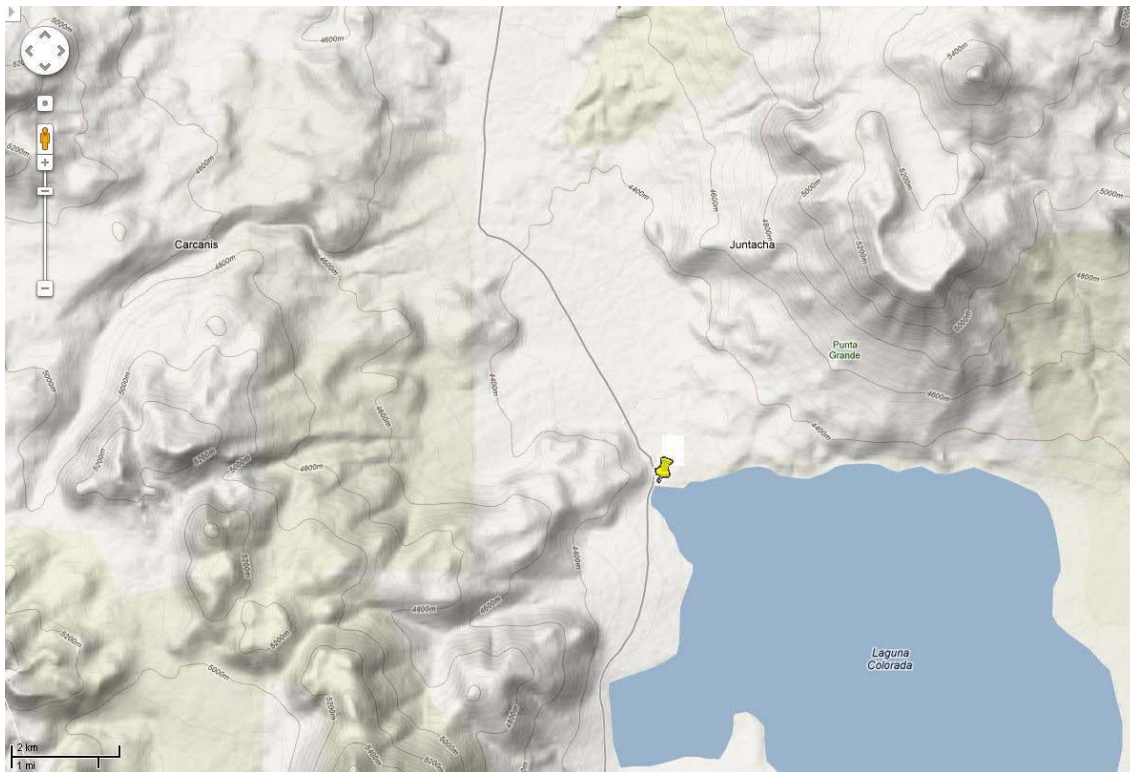


Figura 4.12 Mapa topográfico de la región de la Laguna Colorado y valle de canalización de los vientos. La marca corresponde a la localización del campamento y los aerogeneradores. Imagen de fondo: Google Maps.

En todo caso, las simulaciones realizadas por el explorador eólico de Chile para el lugar del proyecto sí que ofrecen las direcciones predominantes. Los resultados se muestran en las siguientes rosas de viento para 23 m de altura sobre el terreno:

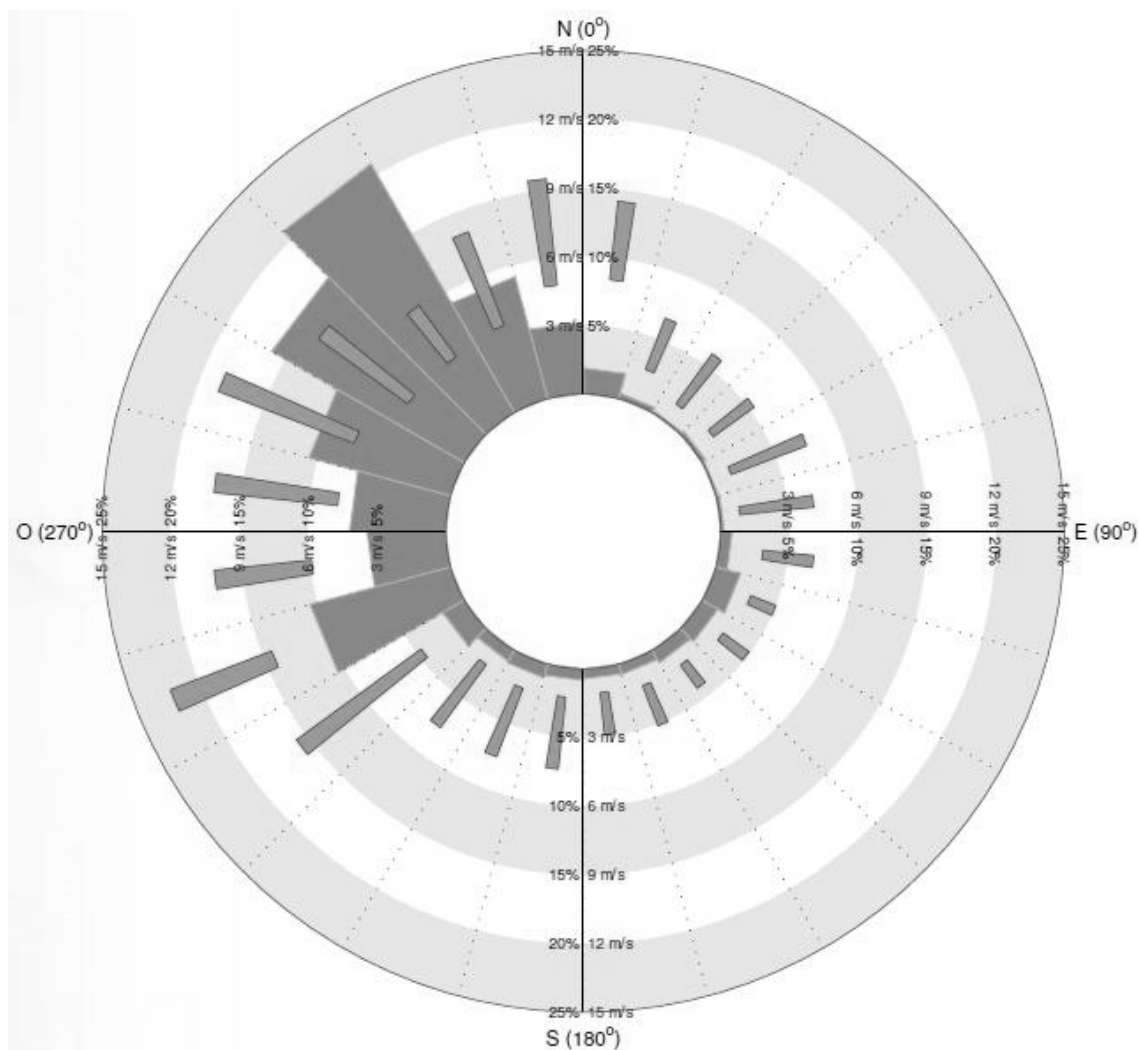


Figura 4.13 Rosa de dirección del viento anual a 23 m sobre el terreno en la Laguna Colorada. Las barras anchas indican el porcentaje de los valores horarios según la dirección del viento. Las barras estrechas indican el rango intercuartil de velocidad de viento para cada intervalo de dirección. Fuente y elaboración: Explorador eólico de Chile

Según la simulación para el emplazamiento seleccionado, en el cómputo global del año se observa como efectivamente la dirección predominante es claramente la de noroeste-sureste, por lo que se puede confirmar la hipótesis inicial. En todo caso a continuación se muestran las rosas para cada estación del año.

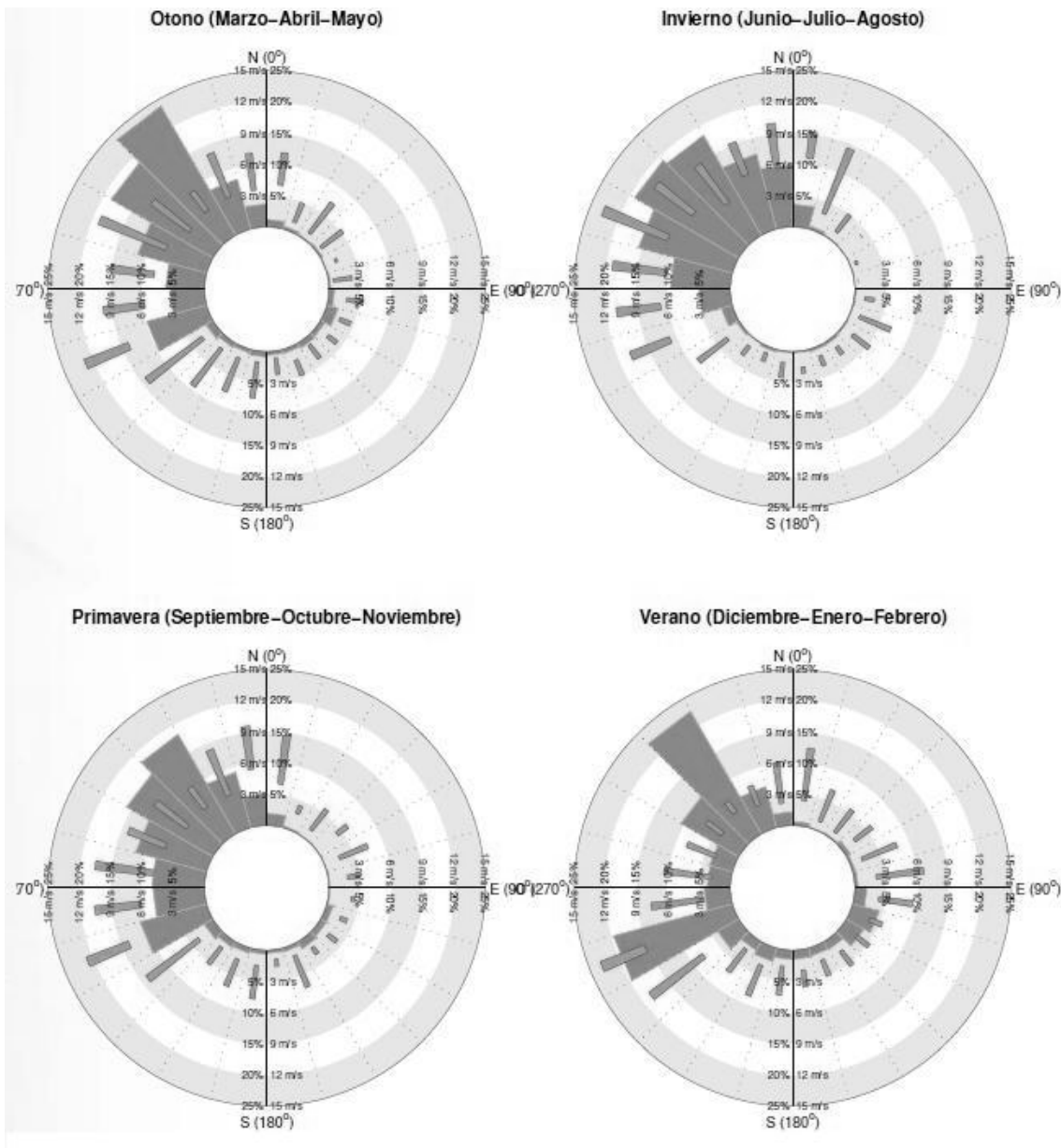


Figura 4.14 Rosas de dirección del viento estacionales a 23m sobre el terreno. Las barras anchas indican el porcentaje de los valores horarios según la dirección del viento. Las barras estrechas indican el rango inter-cuartil de velocidad de viento para cada intervalo de dirección. Fuente y elaboración: Explorador eólico de Chile.

De nuevo se observa una clara predominancia de los vientos procedentes de noroeste. Solamente destaca en verano vientos procedentes de oeste – suroeste que además, observando el rango intercuartil, estos vientos procedentes de suroeste se caracterizan por ser fuertes vientos en todas las estaciones.

En todo caso, los resultados obtenidos muestran que los vientos no son muy variables y presentan un patrón de dirección muy definido. Así, se considera que las pérdidas por posicionamiento de la turbina para aprovechar frontalmente los vientos son mínimas y por tanto para los cálculos de producción se considerará que el aerogenerador produce constantemente siempre que haya viento suficiente.



#### 4.3.4.2 Tratamiento de datos del recurso solar

Los datos que se obtienen en HOMER provenientes de la base de datos de la NASA SSE son los valores medios diarios de radiación mensual sobre superficie horizontal y el índice de claridad<sup>13</sup>. Los valores son:

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
8,178	7,735	7,015	6,137	5,127	4,552	4,774	5,611	6,756	7,781	8,189	8,193
0,699	0,695	0,702	0,725	0,724	0,711	0,714	0,716	0,722	0,728	0,712	0,693

Tabla 4.8 Valores de radiación horizontal (fila superior en  $[kWh/(m^2 \cdot día)]$ ) e índice de claridad (fila inferior) para la Laguna Colorada. Fuente: NASA SSE.

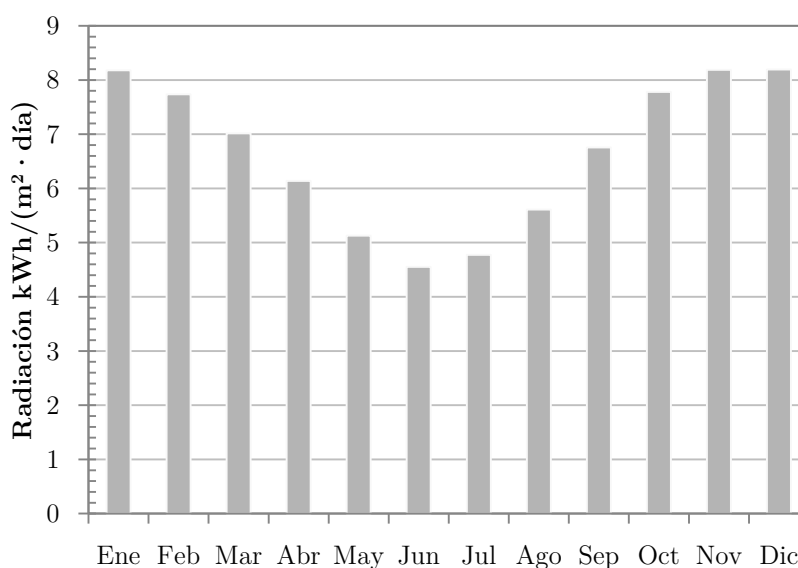


Figura 4.15 Radiación global horizontal sobre la superficie terrestre en la Laguna Colorada

A partir de los datos mensuales introducidos, HOMER sintetiza los valores horarios según el algoritmo de V.A. Graham para el cual es necesario únicamente conocer los valores mensuales medios y la latitud del lugar. Para este algoritmo fue comprobada su precisión comparando datos observados con los simulados y se obtuvo que, aunque los datos generados no representan exactamente el comportamiento del recurso solar medido, las diferencias en algunas variables como en la producción eléctrica fotovoltaica anual eran inferiores al 5%.

Así, se obtienen los datos horarios de radiación que presentan el siguiente comportamiento medio a lo largo de un día según el mes del año:

<sup>13</sup> El índice de claridad es la relación entre la irradiación solar que incide sobre una superficie horizontal en la superficie terrestre y la que incide sobre una superficie horizontal fuera de la atmósfera. (Véase Anexo I)



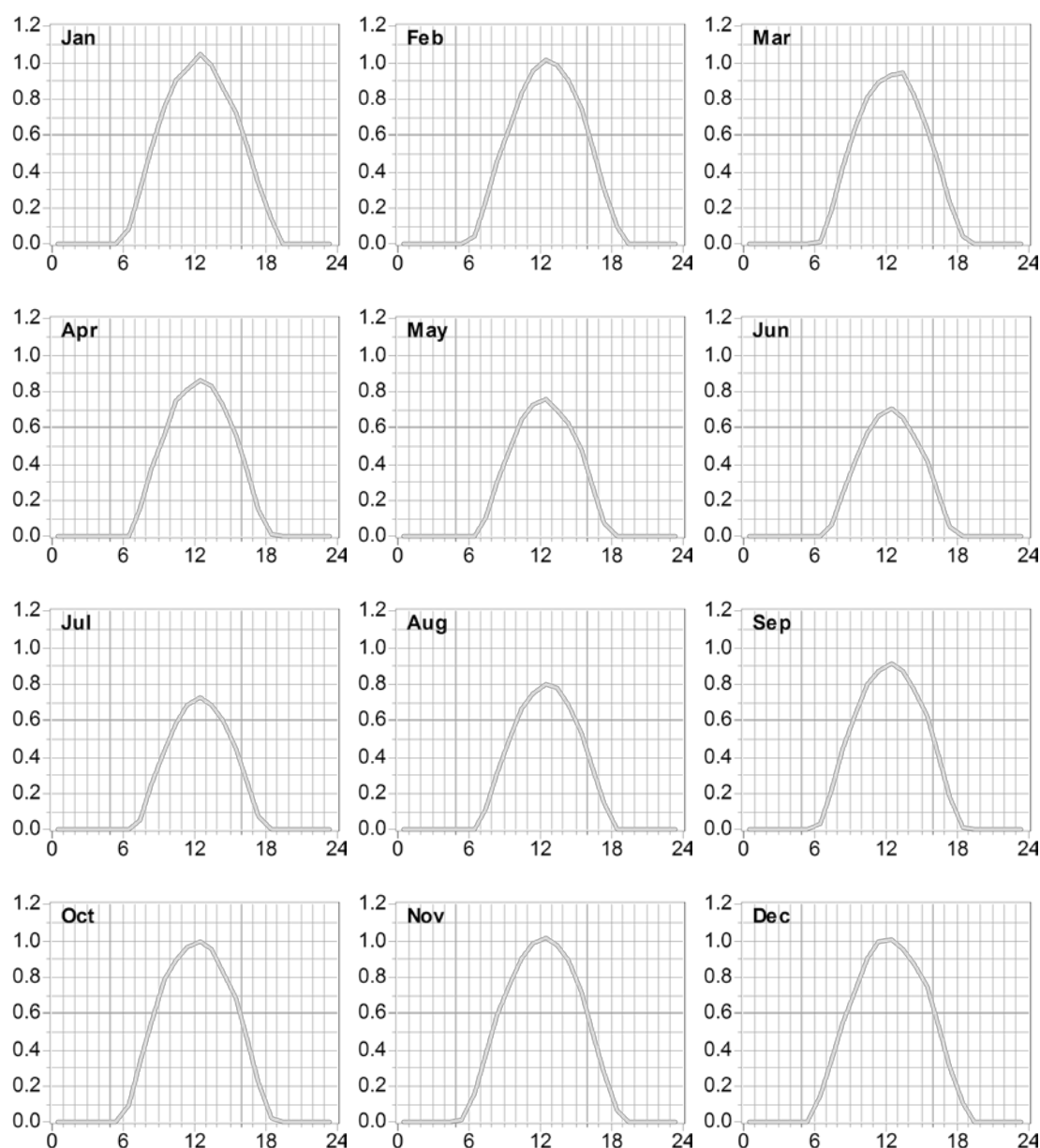


Figura 4.16 Perfil diario de radiación media horaria en  $\text{kW/m}^2$  para la Laguna Colorada según el mes del año.

### ***Transformación de la radiación en plano horizontal a un plano inclinado***

La radiación que se obtiene de los datos provenientes de la NASA SSE o los que se obtendrían mediante la medición de un piranómetro, son datos de radiación sobre una superficie horizontal. Sin embargo, los módulos fotovoltaicos se colocan con cierta inclinación sobre la horizontal según la latitud a la que se encuentren para maximizar la cantidad de energía que incide sobre ellos. Así, el dato que realmente interesa no es la radiación en plano horizontal sino en el plano con una inclinación equivalente a aquella a la que se colocarán los módulos.

La transformación de los datos de radiación horizontal a un plano inclinado no es una cuestión trivial ya que intervienen numerosas variables. (Para conocer el proceso de transformación de datos de radiación en plano horizontal a un plano inclinado consultar el Anexo I).

### 4.3.5 Complementariedad entre la energía eólica y solar – conveniencia de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico

El mayor problema del uso de la energía solar o la energía eólica por separado es su discontinuidad, es decir, un sistema solar únicamente no puede generar energía y satisfacer la demanda durante periodos sin sol y un sistema eólico únicamente no puede satisfacer la demanda de manera constante pues existen muchos momentos a lo largo del año sin viento. Sin embargo, se observa en muchos casos, que el recurso eólico y el solar presentan un carácter claramente complementario de tal forma que periodos de poco recurso solar suceden al mismo tiempo que periodos de gran recurso eólico y viceversa. Este carácter complementario evita el sobredimensionamiento del sistema, una reducción del banco de baterías y por tanto un abaratamiento considerable del coste total del sistema.

Así, de esta forma, una primera aproximación acerca de la conveniencia de un sistema híbrido, consiste en analizar si existe complementariedad entre las dos fuentes renovables. Si existe complementariedad elevada, el sistema híbrido será más adecuado que uno con una única fuente.

Para caracterizar la complementariedad, se puede emplear el coeficiente de correlación. Para un coeficiente de correlación igual a 1, las dos variables varían de la misma forma. En caso contrario, un valor igual a -1 indica que varían de forma inversa y por tanto tienen complementariedad.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>Energía eólica</b> [kWh/(m <sup>2</sup> · día)]	1,33	1,19	0,98	1,95	2,49	2,98	4,50	3,25	4,00	2,05	1,66	1,49
<b>Energía solar</b> [kWh/(m <sup>2</sup> · día)]	8,18	7,74	7,02	6,14	5,13	4,55	4,77	5,61	6,76	7,78	8,19	8,19

Tabla 4.9 Valores medios mensuales de la energía eólica y la radiación solar para la Laguna Colorada.

Con los datos de la tabla se obtiene un coeficiente de correlación = -0,697

Este valor del coeficiente negativo indica que existe una relación inversa, es decir, existe complementariedad entre los dos recursos renovables.

Se puede observar la complementariedad de forma gráfica:

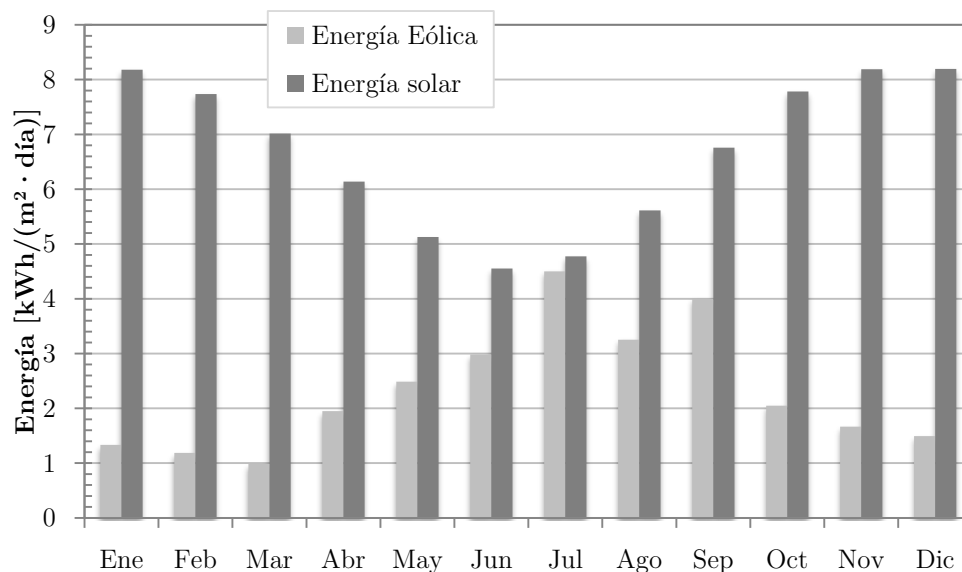


Figura 4.17 Complementariedad entre el recurso eólico y el solar a lo largo del año para la Laguna Colorado.

Los meses con menor recurso solar existe un mayor recurso eólico y viceversa. Así, implementando un sistema híbrido que aproveche ambas fuentes energéticas se puede conseguir una generación energética renovable más o menos constante a lo largo del año. De forma gráfica, sumando la energía por metro cuadrado de cada fuente, se observa como la energía total generada a lo largo del año presenta mucha menor variabilidad que si se empleara una única fuente:

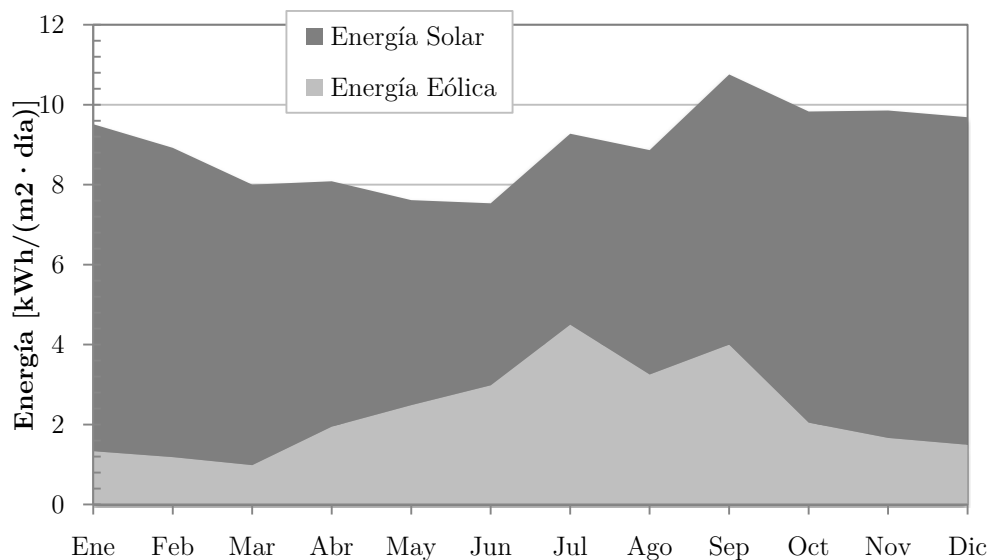


Figura 4.18 Efecto de uniformidad sobre la energía mensual generada a lo largo del año por un sistema híbrido renovable con fuentes renovables complementarias.

En todo caso, a pesar del efecto de uniformidad gracias a la complementariedad de las fuentes, los meses de marzo, abril, mayo y junio presentan menos energía por metro cuadrado que el resto. Sin embargo la diferencia entre el mes más energético (septiembre) y el menos (junio), es mucho

menor que la diferencia entre los meses más y menos energéticos si se empleara un sistema con una única fuente.

Así, vista la complementariedad existente entre el recurso eólico y fotovoltaico, cabe pensar que un sistema híbrido eólico-fotovoltaico será una buena solución para generación eléctrica pudiendo reducir el número de módulos o aerogeneradores que serían necesarios si se hiciera una instalación con una única fuente.

Por otra parte, las instalaciones fotovoltaicas, presentan un ángulo inclinación óptimo para sus módulos a lo largo del año. La inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos depende de la latitud, de la distribución estacional de la demanda, y de las condiciones meteorológicas del lugar. Sin embargo, para lugares sin condiciones meteorológicas marcadas, la inclinación se supone dependiente únicamente de la latitud y es igual a la latitud para consideraciones anuales, la latitud más 10 para el verano y la latitud menos 10 para el invierno. [7]

Así, variándolo, se puede conseguir mayor generación durante una u otra estación. Así se podría adicionalmente jugar con el ángulo de inclinación de los módulos para generar más o menos energía según la estación que se crea conveniente. Esto podría ayudar aún más a tener una generación total del sistema híbrido uniforme a lo largo de los meses del año.

## 5 Selección comercial de los componentes del sistema

### 5.1 Disponibilidad limitada en Bolivia

Al igual que sucede con los escasos registros meteorológicos, la existencia de proveedores de equipos para la generación de energía eléctrica renovable es muy escasa en Bolivia. Desde el CINER<sup>14</sup> se sugirió SIESA (Servicios Integrales de Energía S.A.), un proveedor de equipos eólicos, solares, baterías... con el que ellos trabajan en Cochabamba. Así, por ejemplo, este proveedor ofrece únicamente aerogeneradores del fabricante Southwest Windpower y módulos fotovoltaicos del fabricante Zytech con potencias de hasta 230Wp.

### 5.2 Aerogenerador

#### 5.2.1 Selección del aerogenerador

Entre los aerogeneradores disponibles se encuentran:

- Southwest Air X Land
- Southwest Whisper WHI-100
- Southwest Whisper WHI-200
- Southwest Whisper WHI-500

Que presentan, entre otras, las siguientes características:

	Air X	Whisper100	Whisper200	Whisper500
<b>Pot<sub>N</sub> (potencia nominal)[W]</b>	400	900	1000	3000
<b>C<sub>GE</sub> (coste adquisición) [€]</b>	882	2967	3935	10165
<b>d<sub>r</sub> (diámetro del rotor) [m]</b>	1,15	2,1	2,7	4,5

*Tabla 5.1 Resumen de la potencia nominal, coste y diámetro de los cuatro aerogeneradores estudiados para la selección.*

De estos cuatro aerogeneradores, el seleccionado para conformar el sistema híbrido es el Southwest Whisper WHI-500 (a partir de ahora: Whisper 500).

<sup>14</sup> CINER Centro de Información en Energías Renovables (Bolivia). Es una ONG que se dedica al asesoramiento, promoción, investigación, información, desarrollo, monitoreo y evaluación de proyectos energéticos basados en un uso racional de la energía y la conservación de los recursos naturales.

### 5.2.2 Justificación

Como se explicaba en el apartado 3.4.2, un aerogenerador no debe ser seleccionado únicamente por su potencia nominal puesto que, según la curva de potencia que presente y según el régimen de viento existente en el emplazamiento, la energía generada será mayor o menor. Además, habrá que tener en cuenta si se producen muchas horas o días consecutivos sin ninguna generación eléctrica, ya que repercutiría negativamente en satisfacer la demanda durante ese tiempo, aunque durante el resto del año produzca mucho. Finalmente hay que considerar si el conjunto turbina-torre aguantan los esfuerzos debidos a las ráfagas de viento. Así, los criterios de selección del aerogenerador serán:

- Coste del aerogenerador
- Energía generada anualmente para el régimen de viento dado
- Tiempo de calma (tiempo consecutivo con generación eléctrica nula)
- Aguante a los esfuerzos causados por las ráfagas

Estos criterios son evaluados para cada uno de los aerogeneradores disponibles, teniendo en cuenta que para los dos primeros se empleará una única variable: coste de la energía producida en un año.

#### 5.2.2.1 Coste de la energía producida en un año

Para seleccionar la turbina que mejor cumpla este criterio, inicialmente se calcula para las cuatro turbinas la energía total generada en un año típico en el emplazamiento y el factor  $C_{p_m}$  (coeficiente de potencia) medio.

A continuación, dado el coste inicial de cada turbina (de adquisición), considerando una vida útil semejante para las cuatro, y obviando tasas de interés y costes de instalación y mantenimiento que se consideran similares para las cuatro, se calcula el coste por kWh generado en un año. Es decir, se divide el coste de adquisición de cada turbina entre la energía que genera en un año. Aquella que de un costo menor por kWh será la que se considere mejor para implementar el sistema. Es importante remarcar que el coste de la energía hallado de esta manera, no es el coste exacto real de producción de energía ya que no se consideran los costes de mantenimiento ni operación del sistema, sino que es simplemente un parámetro aproximado que se empleará para seleccionar la mejor alternativa.

Los resultados obtenidos para cada una de las cuatro turbinas se muestran a continuación (se puede consultar todo el estudio y los cálculos realizados en el Anexo IV):

Parámetro	Unidades	Air X	Whisper100	Whisper200	Whisper500
<b>Energía eléctrica anual</b>	[kWh/año]	233,69	1335,07	2129,83	6503,36
<b>Energía del viento anual</b>	[kWh/año]	2633,04	8780,12	14 514,07	40 316,87
<b>Horas equivalentes</b>	[horas]	584,22	1483,41	2129,83	2167,79

<b>Coefficiente de potencia medio</b>	(%)	8,88	15,21	14,67	16,13
<b>Coefficiente de potencia máximo</b>	(%)	25,87	26,25	36,83	45,17
<b>Rendimiento</b>	(%)	14,97	25,64	24,75	27,20
<b>Coste de la energía</b>	[€/kWh]	<b>3,77</b>	<b>2,22</b>	<b>1,85</b>	<b>1,56</b>

Tabla 5.2 Resumen de los parámetros calculados para la selección del aerogenerador óptimo en el emplazamiento de la Laguna Colorada.

El valor que interesa es el del coste de la energía. Se ve claramente que a mayor tamaño de turbina, disminuyen los costes. Por tanto, según los resultados, y teniendo en cuenta que probablemente la instalación necesitará más de un aerogenerador, se selecciona por el momento el aerogenerador Whisper500 a falta de valorar los otros dos criterios de selección.

#### 5.2.2.2 Tiempo de calma

Hablando del recurso eólico, se dice que hay calma cuando un aerogenerador no produce energía eléctrica. Hay diversas formas de valorar el impacto de las calmas sobre la producción y entre ellas está el tiempo que duran calculado a partir de una velocidad límite prefijada.

Dado que los cuatro aerogeneradores presentan una velocidad de arranque similar (3 m/s), se puede considerar que el tiempo seguido que pase sin generar energía eléctrica será similar para cualquiera de los cuatro. Por tanto no supone un criterio de diferenciación para los aerogeneradores estudiados.

#### 5.2.2.3 Intensidad de turbulencia y velocidad máxima extrema

La velocidad máxima extrema es la máxima velocidad que previsiblemente se puede producir en el lugar de la instalación del aerogenerador. Sirve como medida límite de los esfuerzos que debe soportar el aerogenerador y su estructura pues, será a la velocidad para la cual se registren los máximos esfuerzos.

Sin embargo, este criterio no permite la diferenciación entre aerogeneradores una vez empleado el primer criterio de energía cosechada sino que simplemente se emplea para determinar si el aerogenerador seleccionado cumple que la velocidad máxima permitida (dada por el fabricante) está por encima de la velocidad máxima extrema registrada en el lugar. Si es así, ya se tiene el aerogenerador óptimo; si no, habrá que seleccionar otro que, cosechando más energía que los demás, aguante los esfuerzos provocados por la máxima velocidad registrada.

La velocidad máxima permisible está definida por el fabricante para cada aerogenerador. La turbina seleccionada (Whisper 500) tiene una velocidad máxima permisible de 55 m/s y la máxima velocidad de entre todos los datos simulados a lo largo del año es de 25,69 m/s. Como se trata de datos simulados y para un año concreto, se puede considerar un factor de seguridad del 30%. Esto

daría una velocidad del viento de 33,4 m/s, en todo caso muy inferior a la máxima permitida por el aerogenerador.

Por tanto, dado que el aerogenerador con mayor cosecha energética (el Whisper 500) cumple los criterios de velocidad máxima, será el seleccionado para la instalación.

### 5.2.3 Curvas del aerogenerador

Se representan a continuación las curvas características del aerogenerador seleccionado Southwest Whisper 500. Se representa la curva de potencia proporcionada por el fabricante y la curva de potencia modificada para la densidad de aire a 4335 m. Adicionalmente se representa la potencia del viento que atraviesa el área barrida por el aerogenerador y el coeficiente de potencia para cada velocidad.

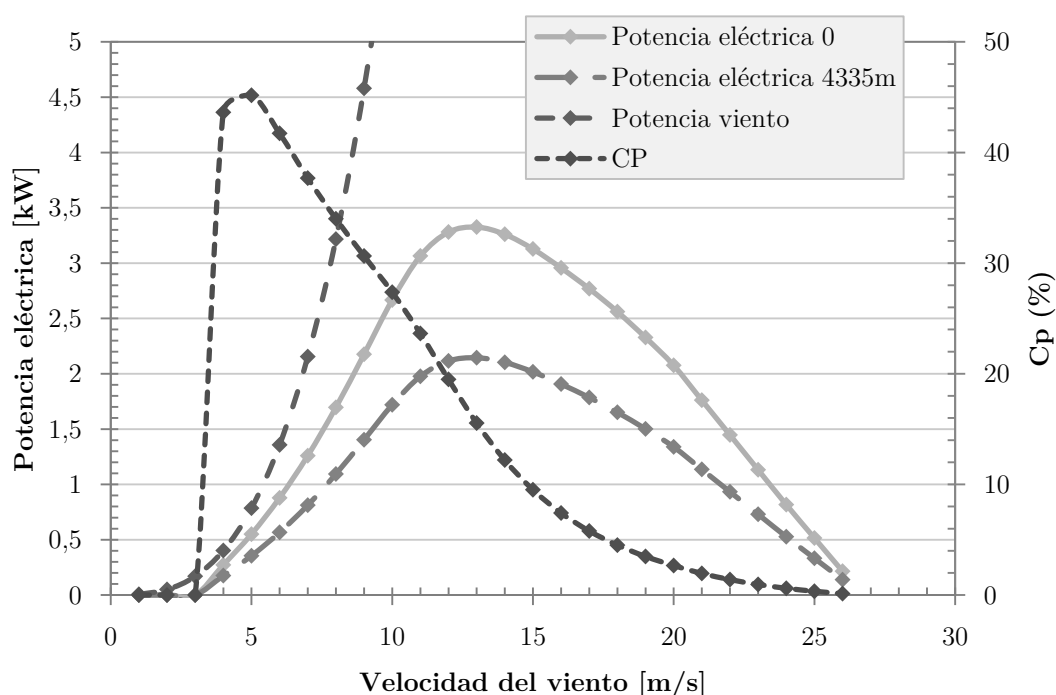


Figura 5.1 Curvas características del aerogenerador seleccionado (SW Whisper 500) en el emplazamiento de la Laguna Colorada.

## 5.3 Paneles fotovoltaicos

### 5.3.1 Selección

Los módulos fotovoltaicos ofrecidos por SIESA son de la marca Zytech y consisten en módulos de silicio monocristalino con una potencia pico desde 90 W hasta 230 W.

El tipo de módulo seleccionado de ese rango es el Zytech 205S mono que presenta una potencia pico de 205 W.



### 5.3.2 Justificación

Según los precios proporcionados por SIESA, el coste de los módulos es linealmente proporcional a la potencia pico. Un módulo de 100 W tiene un coste de 290 € y para los módulos mayores, el coste aumenta a razón de 2,9 € por cada Wp. Así, se seleccione el módulo que se seleccione, el coste por Wp va a ser el mismo.

Dado que la instalación va a requerir un gran número de módulos fotovoltaicos, se considera seleccionar aquellos que tengan mayor potencia para minimizar la cantidad de módulos necesarios. En todo caso, lógicamente, a igual eficiencia entre grandes y pequeños, la superficie necesaria finalmente será igual.

Sin embargo existen pequeñas diferencias en la eficiencia y concretamente el módulo seleccionado es, de entre los módulos de gran potencia, el que mejor eficiencia presenta con un 16,06% frente a por ejemplo el 15,67% del de módulo de 200 W o el 14,88 del de 230 W. Tiene por tanto la mejor eficiencia de entre todos y por ello se selecciona.

## 5.4 Baterías

### 5.4.1 Selección

Al tratarse de una instalación con un banco de baterías grande, se pidió a SIESA que indicará, dentro de las baterías de plomo ácido, las más grandes que tuvieran (en cuanto a capacidad) de cada tipo (AVRL o electrolito líquido). Así SIESA ofreció dos tipos de batería:

Trojan TE35-GEL

Trojan L16RE-2V

De estas dos, se ha seleccionado la batería Trojan L16RE-2V

### 5.4.2 Justificación

La selección de cualquier equipo de un sistema híbrido no debe basarse únicamente en una selección independiente y aislada del sistema sino que debe considerarse el funcionamiento ese equipo trabajando en el conjunto del sistema. Para los grupos generadores eólico y fotovoltaico esta circunstancia no afecta tanto como a las baterías. Así para la selección de una batería, habría que observar no cuál es mejor de forma aislada sino cuál resulta más rentable en las condiciones de operación del sistema en concreto.

Sin embargo, dado que solo se tienen dos tipos de baterías para comparar, se va a poder realizar una selección previa ya que un tipo de baterías tiene una capacidad tan pequeña que el número necesario será muy elevado y se considera inviable transportar, instalar y reemplazar tal número de baterías.

Así, para las dos baterías disponibles, se ha calculado el número de ellas que sería necesario para el sistema. Se ha calculado de la siguiente forma:

$$N_{bat} = \frac{d \cdot DA}{C_N \cdot DOD_{max} \cdot F_t \cdot U_N} (1 + C_s) \quad (5.1)$$

siendo:

$d$	Demanda eléctrica diaria [Wh/día].
$DA$	Días de autonomía del banco de baterías [días].
$C_N$	Capacidad nominal de una batería [Ah].
$DOD_{max}$	Profundidad de descarga máxima permisible de la batería.
$F_t$	Factor de corrección de temperatura para la capacidad de la batería.
$C_s$	Coefficiente de seguridad.
$U_N$	Tensión nominal de la batería [V].

Considerando un valor de días de autonomía no inferior a 0,5, se ha calculado Nbat para 0,5, 1 y 2 días de autonomía. El factor de temperatura empleado es para un funcionamiento de las baterías a 10 °C (véase hoja de características en el Anexo VII). El  $C_s = 1,1$  y la demanda  $d = 65\ 150$  Wh (la estimada en el apartado 4.2.3 para el año 15).

Modelo batería	DA (días autonomía)	Nbat	Nº cuerdas en paralelo (24V) (aprox.)	Nº cuerdas en paralelo (48V) (aprox.)
<b>Trojan TE35-GEL</b> DODmax = 0,4 CN = 210 Ah C20 UN = 6V Ft = 0,87	0,5	81,72	21	11
	1	163,44	41	21
	2	326,88	82	41
<b>Trojan L16RE-2V</b> DODmax = 0,8 CN = 1110 Ah C20 UN = 2V Ft = 0,82	0,5	24,6	2	1
	1	49,21	4	2
	2	98,42	8	4

Tabla 5.3 Número de baterías necesarias según el modelo para cubrir cierta autonomía del banco.

Inicialmente se observa que el número de baterías del tipo Trojan TE35-GEL es enorme y no parece muy razonable realizar una instalación con tal número de equipos. En todo caso, dado que se recomienda que el número de cuerdas o grupos de baterías en paralelo no sea superior a 6, sólo resulta recomendable emplear la combinación de baterías del tipo Trojan L16RE-2V que podrá ser en bus de 24 V o de 48 V siempre y cuando no se requiera más de 2 días de autonomía para el banco. En caso de más de 2 días de autonomía sólo será recomendable emplear el bus de 48 V.

En cuanto a la selección de la tensión de 24 V o 48 V, aunque tensiones superiores suponen menores corrientes y por tanto menores pérdidas, es posible que haya soluciones más óptimas en cuanto al dimensionamiento del banco de baterías que no son alcanzables con un bus de 48 V y sí con el de 24 V. Es decir, un bus de 24 V permite más posibilidades en cuanto al número de baterías pues cada cuerda añadida supone un aumento de 12 baterías y no de 24 baterías como sería el caso de 48 V.

Sin embargo, como se verá en el apartado 5.6, no se han podido encontrar reguladores de baterías que trabajen a 48 V por lo que definitivamente se debe seleccionar un bus de 24 V.

## 5.5 Inversor y rectificador

### 5.5.1 Selección

El único rectificador que requiere el sistema es para convertir la electricidad en CA del generador eólico a CC para poder cargar las baterías. Sin embargo, este rectificador ya está incluido en el cuerpo del aerogenerador por lo que no va a ser objeto de decisión.

Sin embargo si es necesario seleccionar el inversor para convertir la corriente CC de las baterías en corriente AC para ser empleada por los usuarios. Los modelos que se ofrecen son de la marca Victron Energy y presentan diferentes potencias: 1200, 1600, 2000, 3000 y 5000 VA. Se ha seleccionado el siguiente:

Victron Energy Phoenix 24/3000VA

### 5.5.2 Justificación

La elección de este inversor es consecuencia de otras variables del sistema. Por un lado se requiere que sea de onda sinusoidal pero todos los que se han ofrecido lo son. Por otro lado se requiere al menos una capacidad que alcance el pico de potencia de la carga. El pico de potencia anual son 5,1 kW que, aunque se alcanza en muy pocas ocasiones pues el pico medio diario es de 3,75 kW, habrá que cubrirlo igualmente para poder garantizar el total suministro en esos momentos de pico. Así, ninguno de los inversores alcanza esa potencia pico pero se pueden emplear dos o más en paralelo. Se consideran entonces el de 5000 VA y el de 3000 VA. Dado que instalar dos de 5000 supondría que la mayor parte del tiempo un inversor trabaja a una carga muy baja y por tanto a un rendimiento muy pequeño, se opta por instalar dos de 3000VA para que trabaje con una carga mayor proporcionalmente y el rendimiento medio sea mejor.

Por otra parte, el de 3000 VA está disponible para 12, 24 y 48 V. Dado que el bus es de 24 V habrá que seleccionar el de 24 V.

## 5.6 Regulador de las baterías y MPPT

### 5.6.1 Selección

Entre los reguladores de baterías y cargadores de batería disponibles no había ninguno de 48 V y se ha seleccionado el siguiente de 24 V:

Victron Energy Blue Solar MPPT 24-40

### 5.6.2 Justificación

Uno de los primeros criterios de selección del regulador de carga es que tuviera MPPT para poder optimizar la energía generada por los grupos fotovoltaicos. Por otro lado, se requiere un regulador

que tenga a su salida la tensión del bus con la que trabaja el banco de baterías y que soporte la corriente de entrada generada por los módulos fotovoltaicos. Dado que el modelo ofrecido sólo permite conexión a 12 V y 24 V se opta por 24 V para poder conseguir así un tamaño adecuado del banco de baterías y menores pérdidas en los conductores de continua que van desde los generadores hasta las baterías.

## 6 Dimensionamiento del sistema híbrido eólico - fotovoltaico: simulación y optimización

### 6.1 Aproximación a la solución: simulación del sistema híbrido eólico - fotovoltaico con Matlab

Para poner en práctica la teoría de simulación que se presenta en el apartado 3.5, el modelo de funcionamiento de los componentes del sistema y el modelo económico, se realiza la programación con MATLAB. Todas las líneas de programación se encuentran en el Anexo VIII.

Para entender los valores de todos los datos introducidos a lo largo de las líneas de programa como restricciones, parámetros económicos, eficiencias, recurso renovable, costes... se recomienda consultar el apartado 6.2. En él se encuentra una explicación detallada del significado y los valores introducidos a HOMER. Todas las explicaciones y todos los valores que se comentan en este apartado 6.2 son aplicables a la programación con MATLAB. La diferencia es que en MATLAB se introducen muchos menos datos. En todo caso, a continuación se va a comentar alguna particularidad de la programación realizada con MATLAB.

Por otra parte, para entender las ecuaciones introducidas a lo largo de las líneas de programa, se recomienda consultar antes el apartado 3.5, especialmente aquellos puntos que se refieren a la simulación realizada con MATLAB (apartados 3.5.1, 3.5.2 y 3.5.3.5).

Detalle		Comentarios
Restricciones		Sólo se considera que LPSP = 0.
Parámetros económicos	Tasa interés real anual	Véase apartado 6.2.3
	Vida del proyecto	Véase apartado 6.2.3
	Tasa inflación	Se considera del 2%
Demanda		Se introduce la demanda según los valores que se obtienen de carga en HOMER (véase apartado 6.2.4). Los 8760 valores horarios de HOMER se exportan a una hoja Excel para importarlos desde MATLAB. Esta hoja viene adjunta al proyecto en formato digital con el nombre: "Datos_horarios_anuales_lag_colorada.xls".

<b>Recursos renovables</b>		Tanto el eólico como el solar se obtienen de los valores horarios de HOMER. Se exportan a una hoja Excel para importarlos en MATLAB. Esta hoja viene adjunta al proyecto en formato digital con el nombre: "Datos_horarios_anuales_lag_colorada.xls". Los valores de recurso solar que se importan desde la hoja Excel están en plano inclinado por lo que no hace falta realizar en MATLAB la transformación explicada en el Anexo I.
<b>Temperatura ambiente</b>		Igualmente se importa de la hoja Excel ("Datos_horarios_anuales_lag_colorada.xls") se han introducido las temperaturas conocidas las medias mensuales.
<b>Configuración del sistema</b>		Véase apartado 6.2.7.1
<b>Componentes del sistema híbrido</b>	Generador fotovoltaico	Véase apartado 6.2.7.2 para los parámetros correspondientes que se empleen en MATLAB.
	Generador eólico	Véase apartado 6.2.7.3 para los parámetros correspondientes que se empleen en MATLAB. Para la curva de potencia del aerogenerador, al igual que se hace en HOMER, se introduce punto a punto en una hoja de Excel para después importarla desde MATLAB. ("Datos_horarios_anuales_lag_colorada.xls")
	Banco baterías	En MATLAB se simula un banco de baterías en intervalos de capacidad igual a un día de autonomía. Así el programa calcula las soluciones factibles para capacidades del banco de baterías igual a 0, 1 y 2 días de autonomía.
	Inversor	Véase apartado 6.2.7.5 para los parámetros correspondientes que se empleen en MATLAB.

Tabla 6.1 Parámetros y particularidades de la simulación con MATLAB.

### 6.1.1 Resultados

Los resultados de programación con MATLAB indican que la mejor alternativa de generación aislada únicamente renovable para una fiabilidad de  $LPSP = 0$  para la Laguna Colorada es un sistema híbrido. El coste del sistema híbrido es el menor frente al coste de un sistema únicamente fotovoltaico o uno únicamente eólico.

El sistema de menor coste está compuesto por un banco de baterías con capacidad para 2 días de autonomía, 2 aerogeneradores y 58 módulos fotovoltaicos. Ofrece un  $LPSP = 0$ . Tiene un coste inicial de 96 139 € y un CAE de 132 820 €. Esto da lugar a un coste de generación de la electricidad (LCE) de 0,496 €/kWh.

El resultado que ofrece la programación de MATLAB por pantalla es el siguiente:

La búsqueda de soluciones factibles ha finalizado.

Número total de combinaciones que cumplen el LPSP introducido:

1279

De todas estas combinaciones, las soluciones no sobredimensionadas son:

Nºcombinación	Días autonomía	Nºaerogeradores	NºmódulosFV	LPSP	Egen W	Egen exceso W	EgenWG W	EgenFV W
1	1	2	69	0	4.3987e+007	1.5025e+007	3.1337e+007	1.265e+007
3	1	3	62	0	4.7133e+007	1.8382e+007	2.8158e+007	1.8975e+007
12	1	4	58	0	5.1641e+007	2.3026e+007	2.6342e+007	2.5299e+007
25	1	5	55	0	5.6604e+007	2.8083e+007	2.4979e+007	3.1624e+007
41	1	6	54	0	6.2474e+007	3.4024e+007	2.4525e+007	3.7949e+007
58	1	7	53	0	6.8345e+007	3.9946e+007	2.4071e+007	4.4274e+007
76	1	8	52	0	7.4216e+007	4.5855e+007	2.3617e+007	5.0599e+007
95	1	9	50	0	7.9632e+007	5.1299e+007	2.2708e+007	5.6924e+007
116	1	10	49	0	8.5503e+007	5.7193e+007	2.2254e+007	6.3249e+007
138	1	11	48	0	9.1374e+007	6.3082e+007	2.18e+007	6.9574e+007
161	1	12	47	0	9.7244e+007	6.8968e+007	2.1346e+007	7.5898e+007
185	1	13	46	0	1.0312e+008	7.4852e+007	2.0892e+007	8.2223e+007
210	1	14	45	0	1.0899e+008	8.0733e+007	2.0437e+007	8.8548e+007
236	1	15	45	0	1.1531e+008	8.7069e+007	2.0437e+007	9.4873e+007
262	1	16	44	0	1.2118e+008	9.2947e+007	1.9983e+007	1.012e+008
289	1	17	43	0	1.2705e+008	9.8823e+007	1.9529e+007	1.0752e+008

*Dimensionamiento del sistema híbrido eólico - fotovoltaico: simulación y optimización*

317	1	18	43	0	1.3338e+008	1.0515e+008	1.9529e+007	1.1385e+008
345	1	19	42	0	1.3925e+008	1.1103e+008	1.9075e+007	1.2017e+008
374	1	20	42	0	1.4557e+008	1.1736e+008	1.9075e+007	1.265e+008
403	2	1	58	0	3.2666e+007	3.2688e+006	2.6342e+007	6.3249e+006
416	2	2	51	0	3.5812e+007	6.7848e+006	2.3162e+007	1.265e+007
436	2	3	47	0	4.032e+007	1.1518e+007	2.1346e+007	1.8975e+007
460	2	4	43	0	4.4829e+007	1.6164e+007	1.9529e+007	2.5299e+007
488	2	5	39	0	4.9337e+007	2.0761e+007	1.7712e+007	3.1624e+007
520	2	6	35	0	5.3845e+007	2.5328e+007	1.5896e+007	3.7949e+007
556	2	7	31	0	5.8353e+007	2.9872e+007	1.4079e+007	4.4274e+007
596	2	8	27	0	6.2861e+007	3.4398e+007	1.2262e+007	5.0599e+007
640	2	9	23	0	6.737e+007	3.8909e+007	1.0446e+007	5.6924e+007
688	2	10	21	0	7.2786e+007	4.4336e+007	9.5375e+006	6.3249e+007
738	2	11	20	0	7.8657e+007	5.022e+007	9.0833e+006	6.9574e+007
789	2	12	19	0	8.4528e+007	5.6102e+007	8.6292e+006	7.5898e+007
841	2	13	19	0	9.0853e+007	6.2446e+007	8.6292e+006	8.2223e+007
893	2	14	18	0	9.6723e+007	6.8321e+007	8.175e+006	8.8548e+007
946	2	15	17	0	1.0259e+008	7.4195e+007	7.7208e+006	9.4873e+007
1000	2	16	16	0	1.0846e+008	8.0066e+007	7.2667e+006	1.012e+008
1055	2	17	15	0	1.1434e+008	8.5936e+007	6.8125e+006	1.0752e+008
1111	2	18	15	0	1.2066e+008	9.227e+007	6.8125e+006	1.1385e+008



1167	2	19	14	0	1.2653e+008	9.8137e+007	6.3583e+006	1.2017e+008
1224	2	20	14	0	1.3286e+008	1.0447e+008	6.3583e+006	1.265e+008

De estas combinaciones no sobredimensionadas, la configuración con un menor coste actual equivalente (CAE) es:

CONFIGURACION:

Días de autonomía:

2

Número de aerogeneradores:

1

Número de módulos fotovoltaicos:

58

Probabilidad de pérdida de suministro (LPSP) de:

0

-----  
PARAMETROS ECONOMICOS:

Coste inicial en [€]:

96139

Coste actual equivalente (CAE) [€]:

1.3282e+005

Precio de la energía (LCE) [€/kW]:

0.49663

## 6.2 Simulación y optimización del sistema aislado híbrido eólico - fotovoltaico con HOMER

A continuación se detallan todos los parámetros y variables introducidas al programa HOMER para la simulación y obtención del sistema óptimo.

### 6.2.1 Restricciones

La principal restricción con la que se va a simular es que el sistema cumpla un mínimo valor de pérdida de suministro eléctrico, es decir, que presente un valor inferior a uno dado de LPSP (siglas en inglés, Loss of Power Supply Probability). Se considera que un valor de LPSP superior al 5% resulta inaceptable en términos de fiabilidad de suministro. Sin embargo, aumentar un poco la fiabilidad supone un incremento muy grande del tamaño del sistema y por tanto del coste. Así se simulará el sistema para una LPSP del 20%, 10%, 5% y 0% para poder hacer un análisis de sensibilidad y determinar al final si se desea pagar tanto más por mayor fiabilidad de suministro.

Se introducen otras restricciones basadas también en la fiabilidad del sistema pero considerando posibles variaciones horarias de la demanda, la generación solar y la generación eólica. Para ello, de forma horaria, se calcula un parámetro de reserva de energía en el que influyen la generación y la demanda. Por ello considero una posible contribución a la disminución de la reserva del: 10% por parte de la demanda, 20% por parte de la energía fotovoltaica y 40% por parte de la energía eólica. Así, para cada hora se calcula la reserva de energía, y si considerando las variaciones porcentuales propuestas, no cumple con la restricción del valor de LPSP, se considera un sistema infactible.

### 6.2.2 Control del sistema

Se introduce el tiempo de paso para la simulación que será de 60min (1 hora). Así, concordará cada paso con los datos de los recursos y de la carga que se han proporcionado de forma horaria.

### 6.2.3 Parámetros económicos

Para realizar el análisis económico de las configuraciones y poder calcular el CAE (Costo Actual Equivalente), es necesario introducir algunos parámetros económicos. Tales son:

- **Tasa de interés real anual:** Se trata aproximadamente de la tasa de interés nominal anual menos la tasa de inflación anual. Remitiéndose a los valores de tasa de interés real que hace públicos el banco mundial para los diferentes países de forma anual, se observa una gran variación en los últimos años. Así, se va a considerar la media de los últimos 7 años publicados (desde el 2004 hasta el 2010). Los valores en orden cronológico son: (17.9, 17.3, 10.7, 6.0, 10.1, -1.6, 5.1, 3.2, 15.1, 1.0) y su media da un valor de: 8,47. Dado que la tasa de interés real es muy variable y no se puede predecir fácilmente a futuro se considera la media hallada y se aplicará al cálculo económico una tasa de interés real anual del 8,5.

- **Vida del proyecto:** se refiere al horizonte del proyecto. Se emplea para el cálculo del CAE para determinar durante cuantos años se deben actualizar los diferentes flujos de caja. Se considera un horizonte del proyecto de 15 años.

### 6.2.4 Demanda

La demanda introducida al programa sería la correspondiente a la estimada en el apartado 4.2.3 para el año 15 tras la instalación del sistema. Sin embargo, debido a las pérdidas que se producen en el conductor de distribución, la demanda vista por el sistema generador desde el inversor (la carga), es mayor que la demanda que solicitan los usuarios (la estimada en el apartado 4.2.3). Por tanto, se van a considerar las pérdidas de potencia en el conductor de distribución según la potencia demandada en cada hora. Para ello se expresa la diferencia de potencia entre el extremo de generación (donde está el inversor) P1, y el punto de consumo (la demanda horaria estimada) P2 como:

$$P_1 - P_2 = RI^2 = \frac{l}{\chi \cdot s} \cdot \frac{P_2^2}{u_2^2} \quad (6.1)$$

donde:

$P_1$	Carga de potencia horaria vista desde el inversor [W]
$P_2$	Demanda de potencia horaria [W]
$l$	Longitud del conductor eléctrico [m]
$\chi$	conductividad eléctrica del material [m/(Ω · mm <sup>2</sup> )]
$s$	Sección del conductor eléctrico [mm <sup>2</sup> ]
$u_2$	Tensión en el extremo del usuario [V]

Todas estas variables dependen del diseño de los conductores de distribución. Empleando los conductores seleccionados según los cálculos del Anexo VI se obtiene la carga real vista por el sistema de generación a partir del inversor.

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Demanda (P2) [kW]</b>	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	2,19	2,40	3,33	3,40	3,12	2,91	2,91
<b>Carga (P1) [kW]</b>	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	2,20	2,41	3,35	3,43	3,16	2,95	2,95

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
<b>Demanda (P2) [kW]</b>	3,13	3,13	3,13	2,67	2,67	2,91	2,91	3,64	3,71	2,83	2,62	2,19
<b>Carga (P1) [kW]</b>	3,16	3,16	3,16	2,70	2,70	2,94	2,94	3,67	3,75	2,85	3,63	2,20

Tabla 6.2 Corrección de la demanda eléctrica con las pérdidas en los conductores de distribución.

Se observa como el aumento de carga debido a los conductores de distribución no es muy elevado y alcanza un máximo de unos 40W para el pico de demanda.

De esta forma, es esta carga P1 y no la demanda P2 estimada en el apartado 4.2.3 la que se introduce al programa HOMER de forma horaria.

Por otra parte, como la curva de carga introducida es para un día medio del año, se introducen adicionalmente dos parámetros para producir una demanda más realista a lo largo del año. Se emplean simplemente para que la curva de demanda no sea exactamente igual todos los días sino que haya cierta variabilidad de forma aleatoria. Así se introduce un primer parámetro de variabilidad de la demanda diaria (cuánto puede llegar a variar la media de demanda de un día respecto al día anterior) y se valora en 5%. El otro parámetro se refiere, dentro de un día, cuánto puede variar la demanda horaria respecto a la media diaria; se valora en un 10%.

### 6.2.5 Recursos renovables

Los recursos que se consideran son el solar y el eólico. Para el recurso solar se introduce de forma mensual los valores de radiación que se detallan en el apartado 4.3.4.2. Para el recurso eólico, se introducen igualmente los valores medios mensuales que se mostraban en el apartado 4.3.4.1.

### 6.2.6 Temperatura ambiente

Al no tener datos medidos de temperatura para la Laguna Colorada, se emplea también la simulación de 3TIER para obtener la temperatura media mensual. Así, se tomarán estos datos simulados y se tendrá que considerar que la temperatura es constante a lo largo del mes.

Los valores de temperatura ambiente se emplean para calcular la conversión en los módulos fotovoltaicos ya que a mayor temperatura la eficiencia de conversión es menor. Sin embargo, los datos que proporciona 3TIER (véase Figura 4.7), son las temperaturas medias mensuales. En ellas influye la temperatura diurna como la nocturna, pero los módulos sólo operan durante el día cuando la temperatura es mayor. Lo ideal sería conocer al menos las temperaturas máximas y mínimas para que, conociendo la oscilación se pudiera aproximar la variación de temperatura a lo largo de los días como una función sinusoidal sobre la temperatura media mensual. Así se podría hallar aproximadamente la temperatura media diurna. Sin embargo, al no tener datos de oscilación, no es posible calcularlo y hay que hacer una estimación. Se estima que la temperatura media diurna será unos 5 °C superior a la media mensual. Así las temperaturas medias diurnas quedan:

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
12,2	12	11,6	9,4	7,2	6,1	5	6,3	6,9	9,5	10,3	11,4

Tabla 6.3 Temperaturas medias diurnas estimadas para la Laguna Colorada en °C.

## 6.2.7 Componentes del sistema híbrido

### 6.2.7.1 Configuración del sistema

Se considera una configuración híbrida en serie (véase apartado 3.2.2.1) con el grupo fotovoltaico, los aerogeneradores y el banco de baterías conectados al bus CC. El inversor se encarga de convertir la tensión del bus CC a alterna para poder conectar la carga (demanda) en alterna.

### 6.2.7.2 Generador fotovoltaico

Los parámetros introducidos en el programa se refieren al módulo seleccionado en el apartado 5.3.1: el Zytech 205S. (Véase Anexo VII, hoja de características del módulo fotovoltaico Zytech 205S). A continuación se indican todos los valores de los parámetros introducidos al programa:

	Valor	Comentarios
Coste inicial [€]	890	Hallado como $1,3 \cdot (C_{FV} + N_{CB} \cdot C_{CB}/N_{FV})$ . El 1,3 es porque se considera el coste del transporte, adecuación del terreno e instalación como un 30% del coste de adquisición del sistema fotovoltaico.
Coste de reemplazamiento [€]	712	Considerado igual al coste de adquisición del sistema fotovoltaico $(C_{FV} + N_{CB} \cdot C_{CB}/N_{FV})$ . El transporte e instalación del reemplazamiento se consideran incluidos en la operación y mantenimiento.
Coste de operación y mantenimiento [€/año]	2	5% del coste de adquisición del sistema fotovoltaico $0,05 \cdot (C_{FV} + N_{CB} \cdot C_{CB}/N_{FV})$ a lo largo de los 20 años de vida útil.
Potencia nominal [kW]	0,205	Potencia correspondiente a un módulo del modelo seleccionado.
Vida útil [años]	20	La vida útil de los módulos fotovoltaicos ronda los 25 años pero debido a la altura a la que se instalan (4335 m) habrá mucha mayor radiación UV que es perjudicial y reduce la vida útil. Así se considera 20 años.
Factor de pérdida de potencia [%]	90	Se refiere a las pérdidas por polvo sobre los módulos. Al tratarse de un lugar desértico (terreno seco, el polvo se levanta más fácilmente) y de paso de vehículos, aunque se limpien con frecuencia siempre habrá algo de polvo. Se incluyen también las pérdidas en el cargador de baterías.

<b>Inclinación [°]</b>	22,17	No se considera estructura móvil. HOMER no permite la optimización del ángulo de inclinación. El óptimo varía a lo largo del año con valores entre $\varphi - \delta$ en el solsticio de verano y $\varphi + \delta$ en el solsticio de invierno. Para el óptimo anual se han realizado varias simulaciones con ángulos diferentes en el intervalo $[\varphi - \delta, \varphi + \delta]$ y el óptimo de los simulados (en el conjunto del sistema híbrido) es 22,17°.
<b>Orientación (Azimut) [°]</b>	180	Al localizarse en el hemisferio sur, la orientación óptima son 180° (orientación Norte).
<b>Albedo terrestre (%)</b>	23	Se trata de un terreno pedregoso con algunas hierbas. Las tablas de albedo para diferentes terrenos recomiendan valores entre 20% y 30% para este tipo de terreno.
<b>Coefficiente de potencia-temperatura [%/°C]</b>	-0,44	Indica la variación relativa de la potencia del módulo por grado centígrado de variación de temperatura (proporcionado por el fabricante).
<b>NOCT [°C]</b>	47	Es la temperatura media de equilibrio de las células fotovoltaicas en condiciones estándar <sup>15</sup> de operación (proporcionada por el fabricante).
<b>Eficiencia en cond. estándar STC<sup>16</sup> (%)</b>	16,06	Porcentaje de energía solar recibida en la célula que se convierte a energía eléctrica (proporcionada por el fabricante).
<b>Valores (intervalos) a simular [kW]</b>	Desde 0 kW hasta 14,350 kW en intervalos de 1,025 kW	Para la simulación hay que determinar los valores de potencia que se desean simular para realizar las combinaciones y hallar el sistema óptimo. Se han considerado intervalos de 5 en 5 módulos fotovoltaicos. ( $5 \cdot 205W = 1025W$ ).

Tabla 6.4 Parámetros de simulación del módulo fotovoltaico seleccionado (Zytech 205S).

<sup>15</sup> Condiciones estándar: Irradiancia en el plano del módulo de 800 W/m<sup>2</sup>, orientación normal a la radiación incidente en el mediodía solar, temperatura ambiente de 20 °C, velocidad del viento de 1 m/s y funcionamiento en circuito abierto.

<sup>16</sup> Condiciones estándar STC: temperatura de la célula 25 °C, irradiancia 1000 W/m<sup>2</sup>, espectro AM 1,5.

### 6.2.7.3 Generador eólico

Los parámetros introducidos se refieren al aerogenerador seleccionado en el apartado 5.2.1: el Southwest Windpower Whisper 500. (Véase Anexo VII, hoja de características del aerogenerador SW whisper 500).

	Valor	Comentarios
Coste inicial [€]	12 198	Hallado como $1,2 \cdot C_{GE}$ El 1,2 es porque se considera el coste del transporte, adecuación del terreno e instalación como un 20% del coste de adquisición del sistema fotovoltaico.
Coste de reemplazamiento [€]	10 165	Considerado igual al coste de adquisición del sistema fotovoltaico $C_{GE}$ . El transporte e instalación del reemplazamiento se consideran incluidos en la operación y mantenimiento.
Coste de operación y mantenimiento [€/año]	50	10% del coste de adquisición del aerogenerador $0,1 \cdot C_{GE}$ a lo largo de los 20 años de vida útil.
Vida útil [años]	20	La vida útil del aerogenerador ronda los 25 años pero debido a la altura a la que se instala (4335 m) habrá mucha mayor radiación UV que es perjudicial para los materiales. Además el polvo existente también dañará algo el equipo reduciéndose la vida útil. Así se consideran 20 años.
Altura del eje [m]	22	Southwest Windpower ofrece torres para sus aerogeneradores de 42 o 70 pies. Se selecciona la de 70 pies que será con la que se genere más energía dado el perfil vertical (véase apartado 4.3.4.1). 70 pies equivale a unos 21,3 m que, sumado a la estructura y la distancia desde la base de la “nacelle” hasta el eje se acaba considerando 22 m de altura del eje.
Curva de potencia		Se introduce en el programa la curva de potencia del aerogenerador dando los valores conocidos de potencia generada para cada velocidad. (Para la curva introducida véase Figura 5.1).
Intervalos a simular (número de aerogeneradores)	Desde 1 hasta 9 aerogeneradores en intervalos de uno en uno	Para la simulación hay que determinar el número de aerogeneradores que se desean simular para realizar las combinaciones y hallar el sistema óptimo.

Tabla 6.5 Parámetros de simulación del aerogenerador seleccionado (SW Whisper 500).

#### 6.2.7.4 Banco baterías

Los parámetros introducidos se refieren a una batería del modelo seleccionado en el apartado 5.4.1: la batería Trojan L16RE-2V. (Véase Anexo VII, hoja de características de la batería Trojan L16RE-2V).

	Valor	Comentarios
Coste inicial [€]	331	Hallado como $1,2 \cdot C_{bat}$ El 1,2 es porque se considera el coste del transporte, adecuación del terreno e instalación como un 20% del coste de adquisición de la batería.
Coste de reemplazamiento [€]	276	Considerado igual al coste de adquisición de la batería $C_{bat}$ . El transporte e instalación del reemplazamiento se consideran incluidos en la operación y mantenimiento.
Coste de operación y mantenimiento [€/año]	0,7	2% del coste de adquisición de la batería $0,02 \cdot C_{bat}$ a lo largo de los 8 años de vida útil.
Capacidad nominal [Ah]	1110	Capacidad nominal de la batería con una descarga en 20 horas (C20) (proporcionado por el fabricante).
Tensión nominal [V]	2	Proporcionado por el fabricante
Eficiencia global (%)	85	Eficiencia de la batería. Considerada como la energía que proporciona en su descarga entre la energía que se introduce en su carga. Al no darla el fabricante se considera un valor usual del 85%.
Mínimo estado de carga (%)	20	Mínimo estado de carga admisible por debajo del cual la vida útil de la batería se ve afectada muy negativamente. Usualmente proporcionado por el fabricante. Al no darla el fabricante, y dado que se esperan temperaturas ambiente alrededor del banco de baterías rondando los 10 °C se considera un valor usual para las baterías de tipo electrolito líquido del 20%.
Vida útil en estado de flotación [años]	8	Usualmente proporcionada por el fabricante. Al no darla el fabricante se considera un valor usual para las baterías de electrolito líquido que varía entre 5 y 10 años.
Máxima velocidad de carga [A/Ah]	0,1	Usualmente proporcionada por el fabricante. Al no darla el fabricante se considera un valor usual para las baterías de electrolito líquido de 0,1.



Máxima corriente de carga [A]	110	Usualmente proporcionado por el fabricante. Al no darla el fabricante se considera según el valor de máxima velocidad de carga usual para una batería de electrolito líquido ( $C_N/10$ ).
Energía total almacenada a lo largo de la vida útil [kWh]	2054	Se ha introducido el valor que sugiere <sup>17</sup> el programa según la curva de vida (ciclos vs profundidad de descarga) que se le introduce.
Curva de capacidad (capacidad vs corriente de descarga)		Se introduce en el programa la curva de capacidad según los valores proporcionados por el fabricante. (Véase hoja de características en Anexo VII).
Curva de vida (ciclos vs profundidad de descarga)		Se introduce en el programa la curva de vida según los valores proporcionados por el fabricante. (Véase hoja de características en Anexo VII).
Número de baterías por cuerda (conectadas en serie)	12	Determina la tensión del Bus que se va a emplear. Se desean 24 V, por lo que se necesitarán 12 baterías de 2 V conectadas en serie.
Intervalos a simular (número de cuerdas o grupos de baterías en serie)	Desde 0 hasta 7 cuerdas en intervalos de una en una cuerda	0 cuerdas corresponde al caso de ausencia de almacenamiento de energía. 7 cuerdas corresponde a 84 baterías que equivaldría aproximadamente a unos 2 días de autonomía.

Tabla 6.6 Parámetros de simulación de la batería seleccionada (Trojan L16RE-2V).

### 6.2.7.5 Inversor

Los parámetros introducidos se refieren al modelo de inversor seleccionado en el apartado 5.5.1: el inversor Victron Energy Phoenix 24/3000VA. (Véase Anexo VII, hoja de características del inversor Victron Energy Phoenix 24/3000VA).

	Valor	Comentarios
Potencia nominal [kW]	3	Potencia nominal proporcionada por el fabricante. En la hoja de características se da 3000VA pero se considera una carga resistiva o con el factor de potencia corregido y muy próximo a 1.
Coste inicial [€]	1976	Hallado como $1,2 \cdot C_{inv}$ El 1,2 es porque se considera el coste del transporte, adecuación del terreno e instalación como un 20% del coste de adquisición del inversor.

<sup>17</sup> HOMER sugiere un valor de energía total almacenada a lo largo de la vida útil hallando la media de los valores de energía calculados para cada profundidad de descarga como:  $Q = cf \cdot DOD \cdot \frac{C_N \cdot U_N}{1000}$

<b>Coste de reemplazamiento [€]</b>	1647	Considerado igual al coste de adquisición del inversor $C_{inv}$ .
<b>Coste de operación y mantenimiento [€/año]</b>	0	No se consideran costes necesarios en el mantenimiento del inversor
<b>Vida útil [años]</b>	10	Usualmente proporcionada por el fabricante. Al no darla el fabricante se considera una vida útil de 10 años.
<b>Eficiencia (%)</b>	80	Usualmente el fabricante proporciona una curva de eficiencia en función de la carga del inversor. Al no darla, no se puede determinar la eficiencia. Se conoce la eficiencia máxima que es del 94%. Este valor será para la carga nominal o de diseño, pero como con bajas cargas la eficiencia es mucho menor, se considera una eficiencia global del 80%.
<b>Valores (intervalos) a simular [kW]</b>	6	Se considera únicamente la posibilidad de emplear inversores cuyo único requisito sea que presenten una potencia total superior a la carga pico anual. Como la carga pico anual es de 5,64 kW y se considera resistiva, con dos inversores de 3 kVA se puede cubrir la carga.

Tabla 6.7 Parámetros de simulación del inversor seleccionado: Victron Energy Phoenix 24/3000VA.

### 6.2.8 Resultados

Los resultados de optimización obtenidos se muestran en la siguiente tabla.

LPSP	FV [W]	GE	BAT	Coste inicial [€]	Coste de operación y mantenimiento [€]	CAE [€]	LCE [€/kWh]	LPSP	Vida de las baterías [años]	Autonomía de las baterías [horas]
0	12 300	1	60	91 510	826	98 367	0,537	0	8	42,27
	15 375		72	97 159	1003	105 485	0,575	0	8	50,83
		11	132	181 822	1892	197 536	1,078	0	8	93,00
5	10 250	1	48	78 288	667	83 831	0,471	0,04	8	33,82
	13 325		48	79 965	797	86 583	0,485	0,03	7,3	33,82
		8	72	125 368	1005	133 717	0,759	0,05	8	50,83
10	7175	2	36	72 639	491	76 713	0,453	0,1	8	25,36
	12 300		48	75 340	717	81 293	0,471	0,08	7,7	33,82
		6	72	100 972	1085	109 985	0,653	0,1	8	50,73
20	6150	2	24	64 042	311	66 622	0,425	0,19	8	16,91
	11 275		36	66 743	681	72 399	0,457	0,17	6,9	25,36
		5	60	84 802	924	92 475	0,588	0,18	8	42,27

Tabla 6.8 Resultados de optimización del sistema con fuentes únicamente renovables simulado con HOMER.

Los resultados indican una disminución del coste del sistema muy significativo a medida que aumenta la probabilidad de pérdida de suministro LPSP. Así igualmente disminuye el coste de la energía generada conforme aumenta el LPSP. Gráficamente:

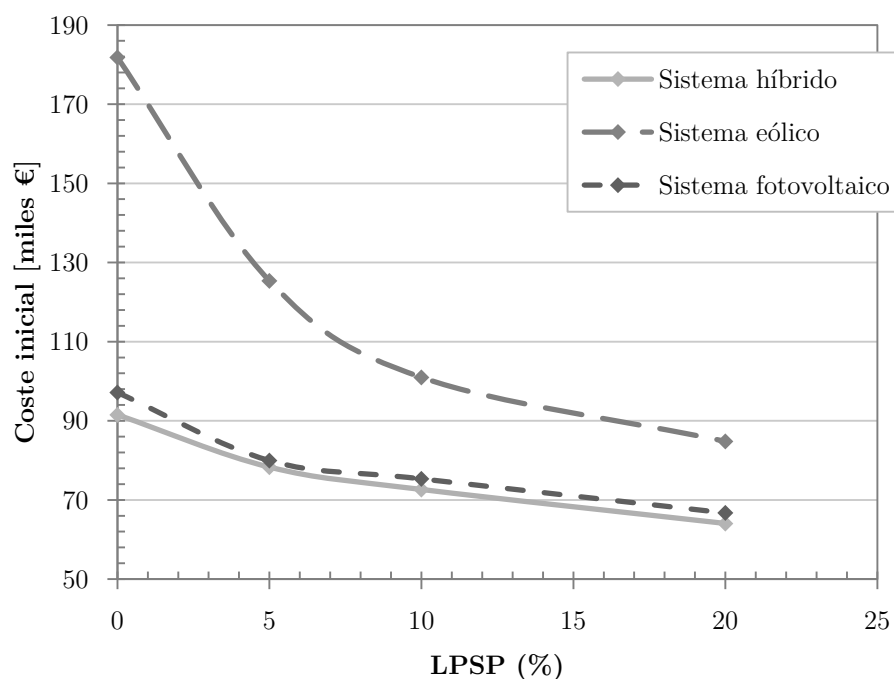


Figura 6.1 Coste inicial de cada alternativa según el LPSP.

Se observa un aumento del coste del sistema tanto más acusado cuanto menor es el LPSP. Además es más notorio para los sistemas de fuente única especialmente para el eólico. Se observa muy bien también como el sistema híbrido es la alternativa de menor coste para todos los valores de LPSP evaluados.

Así, para una instalación con fuentes renovables únicamente, la alternativa a seleccionar es un sistema híbrido. No obstante, quedaría por tomar la decisión de la cantidad de demanda que se va a abastecer, o lo que es lo mismo, qué valor de LPSP cumplirá el sistema. Se ve como la diferencia entre cubrir el 95% de la demanda y el 100% supone un incremento del coste inicial del sistema de más de 13 000 € y un CAE cercano a 15 000 €. A pesar de esta diferencia, se opta por cubrir la demanda con el 100%. Esto es porque se considera inaceptable que en el campamento científico se den momentos sin electricidad ya que podría afectar muy negativamente en las investigaciones llevadas en los laboratorios etc. Por otra parte, en cuanto a los hostales rústicos, también se considera inaceptable que de vez en cuando los turistas no puedan disfrutar del suministro eléctrico.

Esta decisión implica que el sistema óptimo tendría las siguientes características:

LPSP	FV [kW]	GE	BAT	Coste inicial [€]	Coste de operación y mantenim. [€]	CAE [€]	LCE [€/kWh]	Vida de las baterías [años]	Autonomía de las baterías [horas]
0	12300	1	60	91510	826	98367	0,537	8	42,27

Tabla 6.9 Configuración, dimensión y características del sistema óptimo con fuentes únicamente renovables para un LPSP de 0.

Sin embargo, los resultados obtenidos hasta ahora solamente nos indican que el sistema híbrido con fuentes únicamente renovables resulta más económico que los sistemas eólico y fotovoltaico por separado. Ahora es preciso considerar otras alternativas que quizá resulten más económicas como la extensión de la red eléctrica o un sistema híbrido conformado por un grupo electrógeno. Esta evaluación de otras alternativas y selección de la óptima se realiza en el apartado 7.

### **6.3 Validez de la simulación con MATLAB**

La simulación realizada con MATLAB para sistemas híbridos eólicos-fotovoltaicos (apartado 6.1) sirve para poner en práctica el modelo de funcionamiento de los componentes y la simulación que se presenta en el apartado 3.5. Los resultados obtenidos son bastante buenos a juzgar por los resultados que se obtienen posteriormente con HOMER para sistemas únicamente renovables. No obstante, es preciso realizar algunos matices.

Por una parte, el modelo de simulación y de funcionamiento de los componentes es muy bueno y prácticamente similar al de HOMER. Es decir, MATLAB presenta un sistema óptimo compuesto por 2 días de autonomía, 1 aerogenerador y 58 módulos fotovoltaicos. Comparando este resultado con el resultado óptimo renovable de HOMER (véase Tabla 6.8) se observa que el resultado es prácticamente similar, ya que HOMER da un resultado óptimo de 1 aerogenerador, 60 módulos fotovoltaicos (12 300 W/205 W) y un banco de baterías con 42 horas de autonomía.

Sin embargo, esta gran similitud en el modelo de operación y simulación difiere un poco en el modelo económico del sistema. Es decir, para los dos sistemas óptimos obtenidos, a pesar de ser muy similares en cantidad de componentes, el coste del sistema varía entre el modelo de MATLAB y el de HOMER. Por un lado, el coste inicial del sistema es muy similar (96 139 € en MATLAB frente a 91 510 € en HOMER). Pero por otro lado, el CAE difiere bastante con 132 820 € en MATLAB frente a 98 367€ en HOMER y el LCE con 0,487 €/kWh en MATLAB frente a 0,537 €/kWh en HOMER.

Por tanto se puede concluir que el modelo de funcionamiento y simulación del sistema programado por MATLAB es bastante bueno y se aproxima muy bien a los resultados obtenidos por HOMER. Sin embargo, el modelo económico programado no es tan preciso y ofrece valores diferentes y bastante más elevados que los que se obtienen con HOMER. En todo caso, el sistema óptimo hallado en cuanto a configuración es igual para las dos simulaciones.

## 7 Selección de la mejor alternativa de electrificación para el campamento de la Laguna Colorada

### 7.1 Simulación de las distintas alternativas de electrificación con HOMER

Una vez realizada la simulación para el sistema de generación con fuentes únicamente renovables, se va a comparar la solución óptima hallada con otras alternativas. Para ello se retoma la simulación anterior pero ahora añadiendo algunas variantes más. Se mantienen las restricciones introducidas en el apartado 6.2.1 pero ahora sólo se simula para el caso de  $LPSP = 0$ . Como se comenta anteriormente, por las características de la población demandante (véase apartado 6.2.8), se considera inaceptable pérdidas constantes de suministro a lo largo del año. Por tanto sólo se considera la opción de  $LPSP = 0$ .

#### 7.1.1 Extensión de la red eléctrica

Será conveniente comparar todo sistema con la posibilidad de extensión de la red eléctrica. Para el cálculo se introduce en HOMER:

Parámetro	Valor	Comentarios
Coste inicial de la red [€/km]	6200	En Europa, el coste mínimo de extensión de una línea de baja tensión es superior a los 10000 €/km [7]. Sin embargo en Bolivia la experiencia con líneas monofásicas de baja tensión (las más económicas) indican que el coste ronda los 8000 \$/km. Esto viene a resultar unos 6200 €/km. <sup>18</sup>
Coste de la electricidad de la red [€/kWh]	0,05	En Bolivia el coste por kWh depende del sector y de la potencia contratada. Considerando el sector residencial, el consumo estimado para cada vivienda de la Laguna Colorada entra en la segunda categoría lo que significa un coste de 0,05 €/kWh

Tabla 7.1 Parámetros de simulación para la red eléctrica.

#### 7.1.2 Sistema con grupo electrógeno

Igualmente se va a considerar la alternativa de generar con un grupo electrógeno, bien sólo con el grupo, el grupo más baterías o el grupo en un sistema híbrido. La simulación se realiza introduciendo todos los datos según el apartado 6.2. Además será conveniente añadir algunas variables más para tener en cuenta las nuevas alternativas.

<sup>18</sup> Transformación correspondiente al cambio de divisa a 9 de mayo de 2012.

### 7.1.2.1 Control del sistema

Ahora que se va a conectar un grupo electrógeno al sistema, es necesario definir qué configuración va a tener el sistema, es decir, si será serie, conmutada o en paralelo (véase apartado 3.2.2). Con solo los generadores eólico y fotovoltaico, el sistema era serie. Ahora, con el generador diesel cabe la posibilidad de emplear las otras dos configuraciones.

En HOMER la configuración del sistema se define según la estrategia de suministro. Se puede seleccionar que siga a la carga, lo que significa que el grupo electrógeno cuando funciona únicamente lo hace a la potencia necesaria para alimentar a las cargas; o bien que cuando funciona trabaje a su potencia nominal alimentando a las cargas y la energía sobrante la emplea para cargar las baterías por medio de un rectificador. Por otra parte, en la ventana del inversor se puede seleccionar la opción de que el inversor pueda trabajar a la vez que el generador CA.

El primer caso sería un sistema conmutado en el que el generador no puede cargar las baterías sino solo alimentar a la carga. El segundo caso también sería un sistema conmutado pero el generador podría al mismo tiempo alimentar las cargas y cargar las baterías (véase Figura 3.2). El último caso con inversor y generador CA sería una configuración en paralelo con un inversor bidireccional (véase Figura 3.3).

### 7.1.2.2 Grupo electrógeno

Así como para todos los equipos anteriores se hizo una selección comercial, para el grupo electrógeno no es necesario. Esto es porque el modelo de generador no es un equipo decisivo en la consecución del sistema óptimo. Lo que se pretende es que la carga sea abastecida por las fuentes renovables y emplear el grupo electrógeno como apoyo cuando las fuentes renovables no sean capaces de seguir a la carga. Esto será así, siempre y cuando resulte más óptimo que abastecer la carga únicamente con fuentes renovables.

Así, lo único que se requerirá del grupo a instalar es que tenga una potencia superior a la potencia pico demandada anual y que además sea monofásico para adecuarse a la red de distribución que se pretende instalar y de arranque automático para ser controlado según el estado de carga de las baterías.

	Valor	Comentarios
Potencia [kW]	6,5	El único requisito del grupo electrógeno es que tenga una potencia superior a la pico anual.
Tipo	CA	Se requiere un generador CA para que pueda alimentar directamente a las cargas. Se quiere un generador de apoyo evitando pérdidas por conversión CC-CA.



<b>Coste inicial [€]</b>	2340	Hallado como 1,3(coste del grupo+coste depósito). El 1,3 es porque se considera que el coste de transporte, adecuación e instalación será del 30% del precio de adquisición del sistema. El coste del generador diesel se estima en 1500 € (para 6,5 kW) y del depósito unos 300 €.
<b>Coste de reemplazamiento [€]</b>	1500	Considerado igual al coste de adquisición del grupo electrógeno. El transporte e instalación del reemplazamiento se consideran incluidos en la operación y mantenimiento
<b>Coste de operación y mantenimiento [€/hora]</b>	0,08	30% del coste de adquisición del grupo a lo largo de las 7000 horas de vida útil
<b>Vida útil [horas]</b>	7000	Un grupo diesel pequeño con un buen mantenimiento puede llegar a durar hasta 10000 o 12000 horas. Se considera que el mantenimiento en la Laguna Colorada será medio, por lo que la vida se estima en unas 7000 horas.
<b>Ratio de carga mínimo (%)</b>	30	Indica el porcentaje de carga respecto a la carga nominal por debajo de la cual no es conveniente que trabaje el generador.
<b>Combustible</b>	diesel	El diesel y la gasolina son los combustibles más fáciles de conseguir. Los grupos diesel aunque algo más caros tienen mayor vida útil y son los más generalizados para el uso en sistemas de generación eléctrica aislada con una carga demandada media y alta.
<b>Curva de eficiencia</b>		Se deja por defecto la que tiene HOMER
<b>Horario de uso del grupo</b>	optimizado	Se deja a HOMER que permita el arranque del generador según resulte más óptimo de forma que no se indica ningún horario fijo de uso.
<b>Emisiones</b>	defecto	Se deja por defecto los valores que tiene HOMER para el generador con diesel.
<b>Valores (intervalos) a simular [kW]</b>	0 y 6,5	Se van a valorar solo dos posibilidades. Que no se use ningún grupo electrógeno (0 kW), o bien que se use uno (6,6 kW).

Tabla 7.2 Parámetros de simulación para el grupo electrógeno.

#### 7.1.2.1 Precio del combustible

Uno de los parámetros que más van a determinar el dimensionamiento del sistema óptimo va a ser el coste del combustible. Éste es prácticamente impredecible a lo largo de los años pero, vista la experiencia, no es extraño que pueda llegar a duplicarse en 10 años.

El coste actual del combustible diesel en Bolivia es de 3,76 Bs que equivale a unos 0,42€<sup>19</sup>. No obstante, este es el precio al que se puede adquirir en la ciudad o un punto de suministro. Para transportarlo hasta la Laguna Colorada es necesario llevarlo en un todoterreno por una carretera de ripio durante unos 350 km. Esto aumenta mucho el coste del combustible. Se considera que aumentará del orden de 0,15 €/l el transporte hasta la Laguna Colorada teniendo en cuenta que un todoterreno podrá transportar unos 1000 l de diesel, que el todoterreno por esas carreteras puede consumir unos 17 l/100km y que hay que pagar al conductor la ida y la vuelta.

Esto significa que el coste del combustible en la Laguna Colorada sería de 0,57 € en la actualidad. Sin embargo, no se puede asegurar que el precio vaya a continuar siendo ese a lo largo de los 15 años de vida del proyecto. Hasta ahora el gobierno boliviano subvenciona el petróleo de tal forma que los precios en los últimos 5 o 6 años no han variado significativamente. A principios del año 2011 salió un decreto para dejar de subvencionar el combustible de tal forma que el diesel pasaría a costar un 82% más. La medida generó protestas y por el momento no se ha producido el aumento. Sin embargo, esta situación de subvención tan significativa no parece que pueda continuar 15 años más.

En estas circunstancias, se cree conveniente el realizar un análisis de sensibilidad para diferentes precios de combustible que varíe desde el actual 0,57 € hasta 1 €, y así ver el efecto que tiene sobre el sistema óptimo.

---

<sup>19</sup> Transformación correspondiente al cambio de divisa a 8 de mayo de 2012.

## 7.2 Resultados y comparación de las distintas alternativas de generación eléctrica aislada

### 7.2.1 Análisis de sensibilidad del precio del combustible

Se va a analizar cómo varía la solución óptima en función del precio del combustible. Como se ha comentado previamente (7.1.2.1) el precio actual por litro de diesel en la Laguna Colorada incluyendo el transporte hasta allí se estima en unos 0,57 €. Pero como se considera la posibilidad de que llegara a duplicarse el precio en el periodo de vida del proyecto se analizan los resultados con un coste de 0,75 €/l y 1 €/l.

A continuación se muestran las tres mejores alternativas según el coste del combustible:

Coste diesel [€/l]	FV [W]	GE	Gen. diesel	Bat.	Coste inicial [€]	Coste de operación y mantenim. [€]	CAE [€]	LCE [€/kWh]	Fracción renovable
0,57			1	12	10 264	7448	72 114	0,393	0
	5125		1	12	33 389	4902	74 096	0,404	0,47
	4100	1	1	12	40 962	3991	74 108	0,404	0,59
0,75	5125	1	1	12	45 587	4171	80 227	0,437	0,67
	6150		1	12	38 014	5338	82 344	0,449	0,55
		2	1	12	34 660	5973	84 261	0,459	0,47
1	5125	2	1	24	61 757	2793	84 948	0,463	0,84
	12300		1	48	77 680	1470	89 885	0,490	0,95
		3	1	24	50 830	5141	93 525	0,510	0,66

Tabla 7.3 Alternativas óptimas según el análisis de sensibilidad para el precio del combustible.

Los resultados obtenidos son claros. Para un precio del combustible como el actual (0,57 €), considerando que la subvención fuera a seguir incluso haciendo frente al aumento del coste del diesel durante los 15 años del proyecto, el sistema óptimo estaría compuesto únicamente por un generador diesel con baterías. Sin embargo, con un coste no muy superior se podría obtener un sistema híbrido diesel-fotovoltaico o diesel-eólico consiguiendo una fracción renovable del 0,47 y 0,59 respectivamente.

Sin embargo, considerando precios superiores, suponiendo que el grado de subvención sea inferior a lo largo de los años, los sistemas óptimos pasan a ser híbridos eólico-fotovoltaico-diesel. Algo más costosos son los híbridos fotovoltaico-diesel y eólico-diesel.

Se observa por otra parte como a medida que aumenta el coste del combustible, aumenta la fracción renovable de los sistemas óptimos.

Por tanto, el coste del combustible influye de manera notable en el sistema óptimo a implementar. Suponiendo que el coste actual del combustible se mantuviera durante 15 años, según consideraciones económicas la mejor alternativa es el uso de un único grupo electrógeno con

baterías. Sin embargo, se considera muy poco probable que la situación de enorme subvención que se disfruta ahora vaya a seguir durante mucho tiempo. Si se elimina por completo, el coste del combustible casi duplicaría alcanzándose valores superiores a 1 €/l (en la Laguna Colorada). Pero tampoco se considera muy probable que la subvención desaparezca por completo, así que para los 15 años del proyecto se va a considerar un precio medio del diesel en la Laguna Colorada de 0,75 €/l.

### **7.2.2 Resultados con el precio estimado de combustible**

Los resultados de la optimización para un coste medio de combustible a lo largo de los 15 años de 0,75 €/l (coste teniendo en cuenta transporte hasta la laguna colorada y posibles variaciones del precio con el tiempo) se muestran en la Tabla 7.4. Se observa como el sistema óptimo según el criterio del CAE es un sistema híbrido eólico-fotovoltaico-diesel ya que es el que menos CAE tiene. Le sigue un sistema híbrido fotovoltaico-diesel que, aunque presenta un coste inicial mucho menor, el valor del CAE es algo mayor. Por otra parte es importante observar que existe gran diferencia en la fracción renovable entre el primer sistema y el segundo siendo mucho más favorable para el primero.

El tercer sistema es un híbrido eólico-diesel cuyo coste inicial es inferior a los dos primeros. El problema es que el CAE es algo superior y la fracción renovable es menor.

Existen aún otras alternativas como emplear únicamente un generador diesel con baterías lo que le permite al generador trabajar en el punto nominal de mayor eficiencia abasteciendo la carga mientras carga las baterías, o emplear únicamente un generador diesel todo el tiempo siguiendo a la demanda. Esta última alternativa es más costosa que la del generador con baterías. En todo caso, ambas opciones presentan nula contribución renovable.

A continuación aparecen ya las alternativas totalmente renovables. Como se había analizado en el apartado 6.2, entre las totalmente renovables, la más económica es el sistema híbrido eólico-fotovoltaico. También se muestra la opción únicamente fotovoltaica con un coste de la electricidad bastante superior.

FV [W]	GE	Gen. diesel	Bat.	Config.	Coste inicial [€]	Coste operación y mantenim. [€]	CAE [€]	LCE [€/kWh]	Fracción renovable	Consumo diesel [l/año]	Operación gen. diesel [horas/año]	Vida baterías [años]
5125	1	1	12	1	45 587	4171	80 227	0,437	0,67	3908	3209	5,3
6150		1	12	1	38 014	5338	82 334	0,449	0,55	5120	4250	6,1
	2	1	12	1	34 660	5973	84 261	0,459	0,47	5766	4616	6,2
		1	12	2	10 264	9106	85 880	0,468	0	9058	5888	4,5
		1		2	6292	10 587	94 212	0,514	0	10 573	8760	
12 300	1		60	2	91 510	826	98 367	0,537	1			8,0
1025		1		2	10 917	10 566	98 658	0,538	0,09	10 573	8760	
	1	1		2	18 490	10 464	105 384	0,575	0,20	10 493	8681	
15 375			72	2	97 159	1003	105 485	0,575	1			8,0
1025	1	1		2	23 115	10 442	109 830	0,599	0,26	10 493	8681	

Tabla 7.4 Resultados de optimización del sistema simulado con HOMER para todas las alternativas de generación aislada según categorías. La configuración 1 es la correspondiente al sistema conmutado con el generador sólo alimentando a la carga. La configuración 2 es el sistema conmutado con el generador alimentando a la carga y cargando las baterías con el exceso de energía generada

### 7.3 Selección de la mejor alternativa de generación eléctrica aislada

Vistos los resultados categorizados parece claro que el mejor sistema para generación eléctrica en la Laguna Colorada es el sistema híbrido eólico-fotovoltaico-diesel tanto porque resulta ser la alternativa de menor coste como porque es, de entre las 5 opciones más económicas, la que presenta una mayor fracción renovable.

Sin embargo, es necesario realizar un análisis completo de los resultados y no conformarse con la opción más económica de cada categoría.

Adentrándose en la categoría óptima, eólico-fotovoltaico-diesel, existen aún otras alternativas fruto de un dimensionamiento mayor de unos grupos generadores respecto de otros. Es decir, en los resultados mostrados en el apartado 7.2 sólo aparece el dimensionamiento óptimo de cada categoría. Dentro de cada categoría existen otras alternativas que presentan por ejemplo mayor uso del generador o mayor cantidad de módulos fotovoltaicos o aerogeneradores pero que por ser más costosas que la óptima, no se muestran en la Tabla 7.4. Ahora bien, se pueden analizar también esas otras alternativas algo más costosas por si existiera alguna solución que teniendo en cuenta otras consideraciones aparte de económicas se considere globalmente mejor.

Los resultados dentro de la categoría híbrido eólico-fotovoltaico-diesel muestran lo siguiente:

FV [W]	GE	Gen. dies.	Bat	Coste inicial [€]	Coste O. y m.	CAE [€]	LCE [€/kWh]	Fracción renovable	Consumo diesel [l]	Vida batería [años]
5125	1	1	12	45 587	4171	80 227	0,437	0,67	3908	5,3
5125	2	1	24	61 757	2283	80 714	0,440	0,84	2039	7,8
4100	2	1	24	57 132	2868	80 949	0,441	0,78	2630	8
4100	1	1	12	40 962	4818	80 970	0,442	0,59	4591	5,8
4100	2	1	12	53 160	3364	81 097	0,442	0,75	3101	5,2

Tabla 7.5 Combinaciones más económicas de la alternativa híbrido eólico-fotovoltaico-diesel. Todas ellas presentan una configuración conmutada con el generador sólo alimentando a la carga, sin posibilidad de recarga de baterías.

La primera combinación es la óptima que se mostraba en la Tabla 7.4. Se observa como la segunda combinación con un aerogenerador más que la primera, aunque tiene un coste inicial bastante más elevado, el CAE tras los 15 años de operación es prácticamente igual. De hecho el coste de la electricidad es sólo 0,003 €/kWh mayor. Como ventajas presenta una fracción renovable bastante mayor y una vida de las baterías también bastante mayor.

Las siguientes combinaciones, aunque no mucho, son cada vez algo más costosas y presentan una fracción renovable inferior. Es preciso llegar hasta la décima combinación menos costosa para encontrar una solución con una fracción renovable superior con un valor de 0,88 frente al 0,84 de la segunda combinación. Además esta décima combinación presenta un coste de la electricidad de 0,447 €/kWh y un CAE 1300 € superior.

Por consiguiente, con los resultados obtenidos, para la decisión final se van a considerar únicamente las dos combinaciones primeras ya que las siguientes son más costosas y no mejoran ningún aspecto. Sólo cabría considerar la décima combinación por el hecho de que tiene una fracción renovable superior. Sin embargo la diferencia en la fracción renovable es muy pequeña y no se considera justificado frente al incremento del CAE en unos 1300 €.

En cuanto a las dos primeras combinaciones, se piensa que la diferencia en la fracción renovable justifica totalmente la diferencia en el CAE de cerca de 500 €. En todo caso, también se podrían tener otros aspectos en cuenta:

Primero, la vida de las baterías en la segunda combinación es bastante superior, pero hay que fijarse que también el banco de baterías es el doble que el primero. Por tanto, aunque de mayor vida, en definitiva la segunda combinación requiere el consumo de más baterías a lo largo de su vida útil que el primero. La diferencia vendría a ser unas 12 baterías. Esto no varía los costes, puesto que estos aspectos ya están reflejados en los costes, pero sí tendría efecto medioambiental puesto que es necesario fabricar 12 baterías con el consumo energético y la contaminación que eso puede conllevar. Segundo, adentrándose en el detalle de los resultados la segunda combinación además de requerir menos horas del grupo electrógeno, lo que alargará su vida en años, también requiere muchos menos arranques: 760 arranques al año frente a 1406 arranques al año de la primera combinación. El número de arranques repercute muy negativamente en la vida del generador.

Por tanto, tomando todo en consideración, se decide optar por la segunda combinación. Sus desventajas sobre el primero son que el coste de generación de la electricidad es un poco más elevado (especialmente es mucho más elevado el coste inicial de la instalación) y es necesario el uso de alguna batería más a lo largo de la vida del proyecto. Sin embargo, se conviene en que las ventajas prevalecen sobre las desventajas ya que el incremento en la fracción renovable es muy significativo y se obtiene a muy poco coste adicional, y la vida del grupo electrógeno es bastante mayor gracias al menor número de arranques a lo largo del año.

Todos los parámetros que caracterizan la puesta en marcha y operación de la alternativa seleccionada se muestran en el informe de HOMER contenido en el Anexo V.

## 7.4 Comparación de la mejor alternativa de generación eléctrica aislada con la extensión de la red eléctrica

Una vez determinada la mejor alternativa de generación eléctrica aislada, conformada por un sistema híbrido eólico-fotovoltaico-diesel, es necesario compararla con la opción de la extensión de la red eléctrica. HOMER calcula la distancia de extensión de la red eléctrica para la cual el coste se iguala con el CAE del sistema aislado. Los resultados se muestran en la figura siguiente.

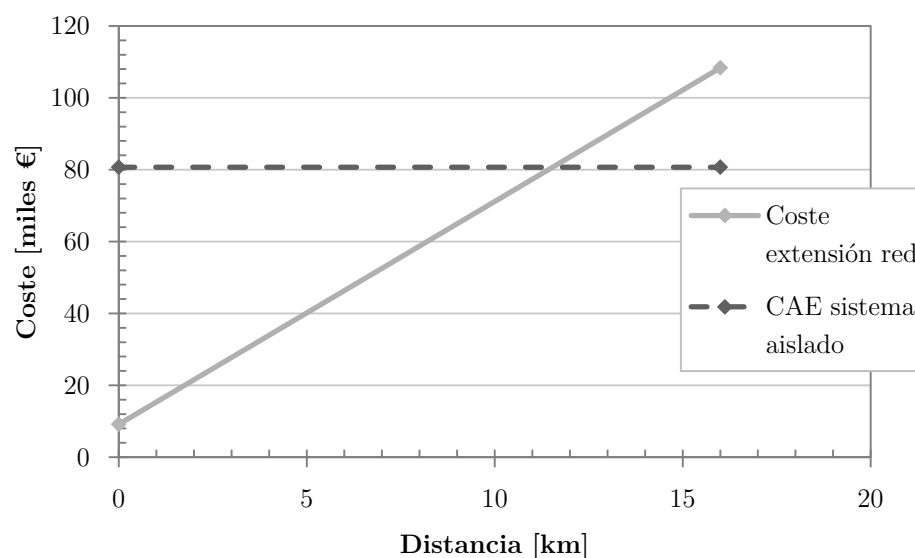


Figura 7.1 Comparación del coste actual equivalente del sistema aislado con el coste de extensión de la red eléctrica.

HOMER indica que la distancia para la que se igualan los costes es 11,54 km. Esto indica que si la extensión necesaria de red es inferior a esta distancia será económicamente preferible la extensión de la red, pero para distancias superiores será preferible la implementación de un sistema aislado con una minired.

La red eléctrica más cercana al campamento de la Laguna Colorada se encuentra en la mina de San Cristóbal en la provincia de Nor Lipez a 130 km en línea recta. Dado que esta distancia es muy superior a los 11,54 km que se han calculado, queda claramente determinado que la mejor alternativa para la generación eléctrica en el campamento de la Laguna Colorada es un sistema aislado híbrido eólico-fotovoltaico-diesel.



## 8 Diseño de la instalación de la alternativa seleccionada: sistema híbrido eólico-fotovoltaico-diesel

---

### 8.1 Elementos de la instalación

La instalación completa del sistema seleccionado conformará una minired y estará compuesto por los sistemas de generación, gestión y distribución.

- La generación la componen 5125 kW fotovoltaicos, que equivale a 25 módulos fotovoltaicos, 2 aerogeneradores y el grupo electrógeno diesel.
- La gestión está conformada por los reguladores de baterías con MPPT y control de arranque del grupo electrógeno, el banco de baterías, los inversores en paralelo y un dispositivo de control que determine el uso de los inversores según la carga demandada.
- La distribución estará compuesta por los conductores que comunican las unidades de generación y gestión con los puntos de demanda. Sólo se realiza el cálculo de los conductores para cuestiones eléctricas, es decir, para conocer la sección necesaria y las pérdidas que se producen en los mismos.

#### 8.1.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos empleados son los seleccionados en el apartado 5.3. La hoja de características correspondiente se puede consultar en el Anexo VII.

Para la instalación se va a diseñar la disposición de los módulos según los reguladores de carga necesarios. Por otra parte, para la instalación final habrá que tener en cuenta la distancia mínima necesaria entre filas de módulos para evitar las sombras de unos módulos sobre otros.

Se van a instalar 25 módulos de 24 V. La corriente máxima que acepta el regulador de carga MPPT es de 40 A. Como la corriente del punto de máxima potencia de los módulos es 5,36 A se podrán colocar un máximo de  $40/5,36 = 7,46$  módulos por cada regulador, es decir máximo 7 módulos por regulador. Sin embargo dado que para los 25 módulos serán necesarios finalmente 4 reguladores, se opta por distribuir los módulos de tal forma que 3 reguladores se conectan a 6 módulos cada uno y el último regulador se conecta a 7.

Así, quedarían 4 grupos de módulos. Un grupo con 7 módulos conectados en paralelo y los otros tres con 6 módulos conectados en paralelo. Cada grupo irá conectado a un regulador de carga MPPT.

#### 8.1.2 Aerogeneradores

Se van a instalar dos aerogeneradores. El modelo de aerogenerador empleado es el que se selecciona en el apartado 5.2.1 cuyas hojas de características se pueden consultar en el Anexo VII.

A. Para evitar que se produzcan pérdidas por reducción de la potencia del viento por efecto de un aerogenerador sobre el otro habrá que disponerlos de forma adecuada. La manera de reducir estas pérdidas es colocándolos en línea perpendicular a la dirección del viento. Como la dirección del viento es conocida y muy poco variable a lo largo del año (véase apartado 4.3.4.1) con dirección NO-SE claramente predominante, los dos aerogeneradores habrá que colocarlos en una línea dirección SO-NE y evitando todo tipo de obstáculos cercanos. La distancia mínima recomendable entre los aerogeneradores es de dos o tres veces el diámetro del rotor del aerogenerador.

Los aerogeneradores llevan incluido el inversor para cargar las baterías en CC y el regulador de carga con regulación del punto de máxima potencia.

### **8.1.3 Generador diesel**

Se va a instalar un único generador diesel. Deberá estar en un lugar cubierto. Se pretende que se encuentre junto al banco de baterías y los equipos de control en una caseta cubierta y cerrada pero ventilada.

Como se ha comentado, el generador diesel deberá ser monofásico, de arranque automático y con una potencia nominal superior a la carga pico anual.

### **8.1.4 Reguladores de carga**

Como se explica en el apartado 8.1.1, serán necesarios 4 reguladores de carga para el grupo de generación fotovoltaico. Las características del modelo de regulador se pueden consultar en las hojas de características que se presentan en el Anexo VII. Los reguladores de carga se encontrarán también en la caseta del banco de baterías y el resto de equipos de control.

### **8.1.5 Banco de baterías**

El banco de baterías estará en un lugar cubierto, en la caseta con el resto de equipos de control. Será necesario un espacio para 24 baterías. Se pueden encontrar las hojas de características de las baterías en el Anexo VII.

### **8.1.6 Inversores**

Los inversores también se encontrarán en la caseta cubierta y cerrada. Son necesarios dos inversores (véase apartado 5.5.2) los cuales se pueden conectar en paralelo (véase hoja de características en el Anexo VII). Gracias a la conexión en paralelo se podrán evitar pérdidas por conversión en el inversor al trabajar con cargas bajas.

Se pretende que mientras la carga no supere la potencia nominal del inversor (3 kVA), sólo esté en funcionamiento uno de ellos. Sin embargo cuando la carga demandada sea superior, se conecte el segundo inversor trabajando el primero a potencia nominal y el segundo con la carga restante. Para ello haría falta un equipo de control que mida la carga a la salida de los inversores y marque la señal de arranque o parada del segundo inversor según se supere o no la potencia nominal de uno de ellos.

## 8.1.7 Conductores

### 8.1.7.1 Conductores en AC

La distribución de la electricidad desde el inversor hasta los puntos de consumos se realiza en CA. Todos los cálculos relativos a las secciones de los conductores y los modelos de cable a utilizar se pueden consultar en el Anexo VI.

La distribución se realiza de forma ramificada por medio de dos tendidos. Se consideran cuatro puntos de consumo denominados A, B, C y D según el siguiente esquema (el punto O es el origen donde se encuentra el inversor):

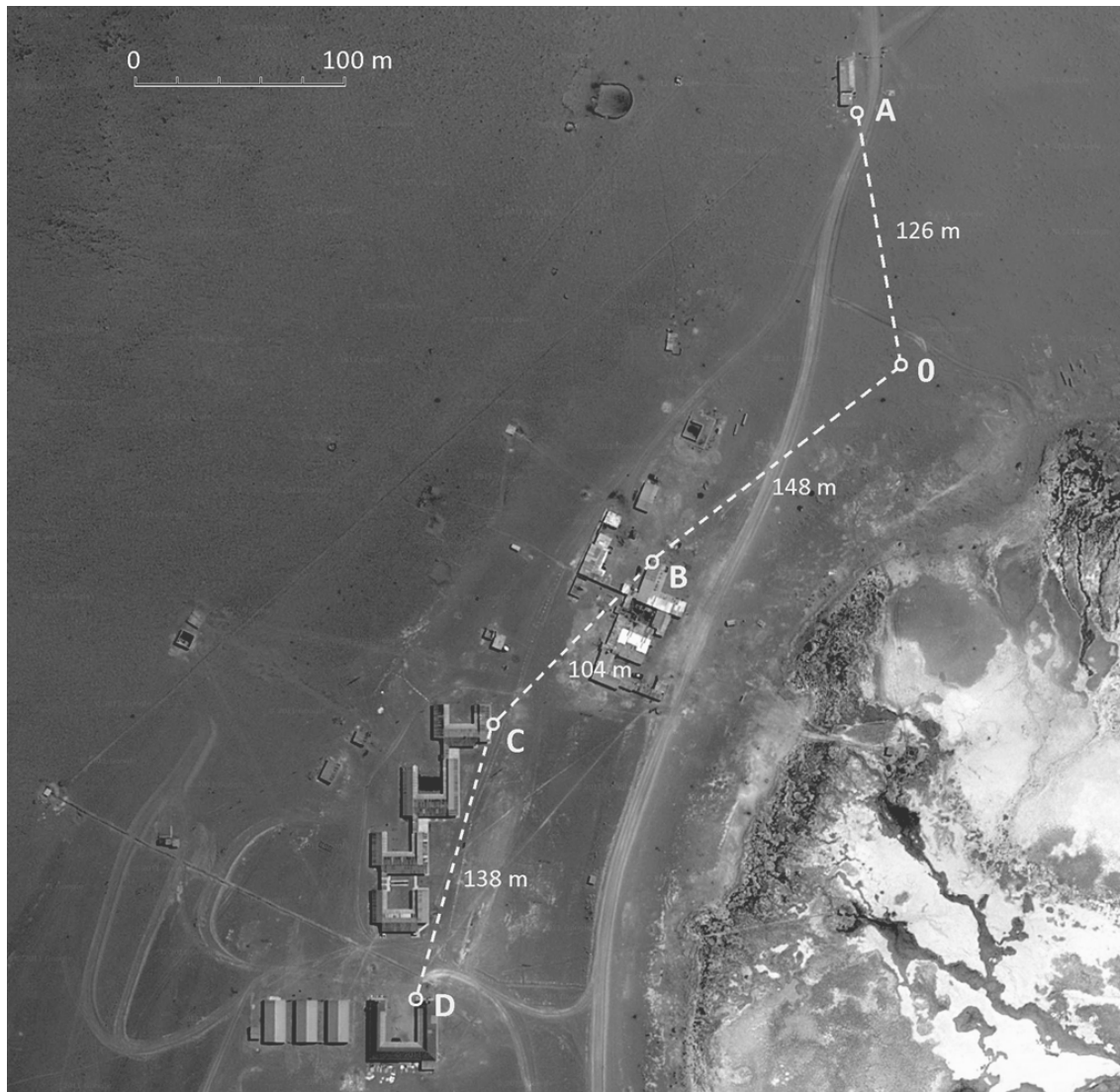


Figura 8.1 Esquema de la distribución eléctrica CA desde el punto de generación O hasta los puntos de consumo A,B,C y D. Imagen de fondo: Google Maps.

La correspondencia de cada punto de consumo con la demanda es la siguiente:

Punto de consumo	Tipo de demanda
A	Puesto de control + 1 luminaria de alumbrado
B	Torre comunicaciones + posta médica + la mitad de la categoría residencial + 4 luminarias de alumbrado
C	La mitad de la demanda de la categoría residencial + 3 luminarias de alumbrado
D	Laboratorios científicos + 1 luminaria de alumbrado

*Tabla 8.1 Correspondencia del tipo y cantidad de demanda con cada punto de consumo.*

### 8.1.7.2 Conductores en CC

La corriente que circula desde los generadores fotovoltaicos y aerogeneradores hasta los reguladores, banco de baterías e inversores es en CC. Todos los cálculos relativos a las secciones necesarias de los conductores y los modelos de cable a utilizar se pueden consultar en el Anexo VI.

Son necesarios tres modelos de cable según la corriente que vaya a circular por ellos. Uno para los aerogeneradores (E-G), otro para los módulos fotovoltaicos (F-G) y un tercero para la corriente entre las baterías y el inversor (G-O).

## 8.2 Esquema de la instalación

A continuación se presenta el esquema de la alternativa de generación eléctrica seleccionada.

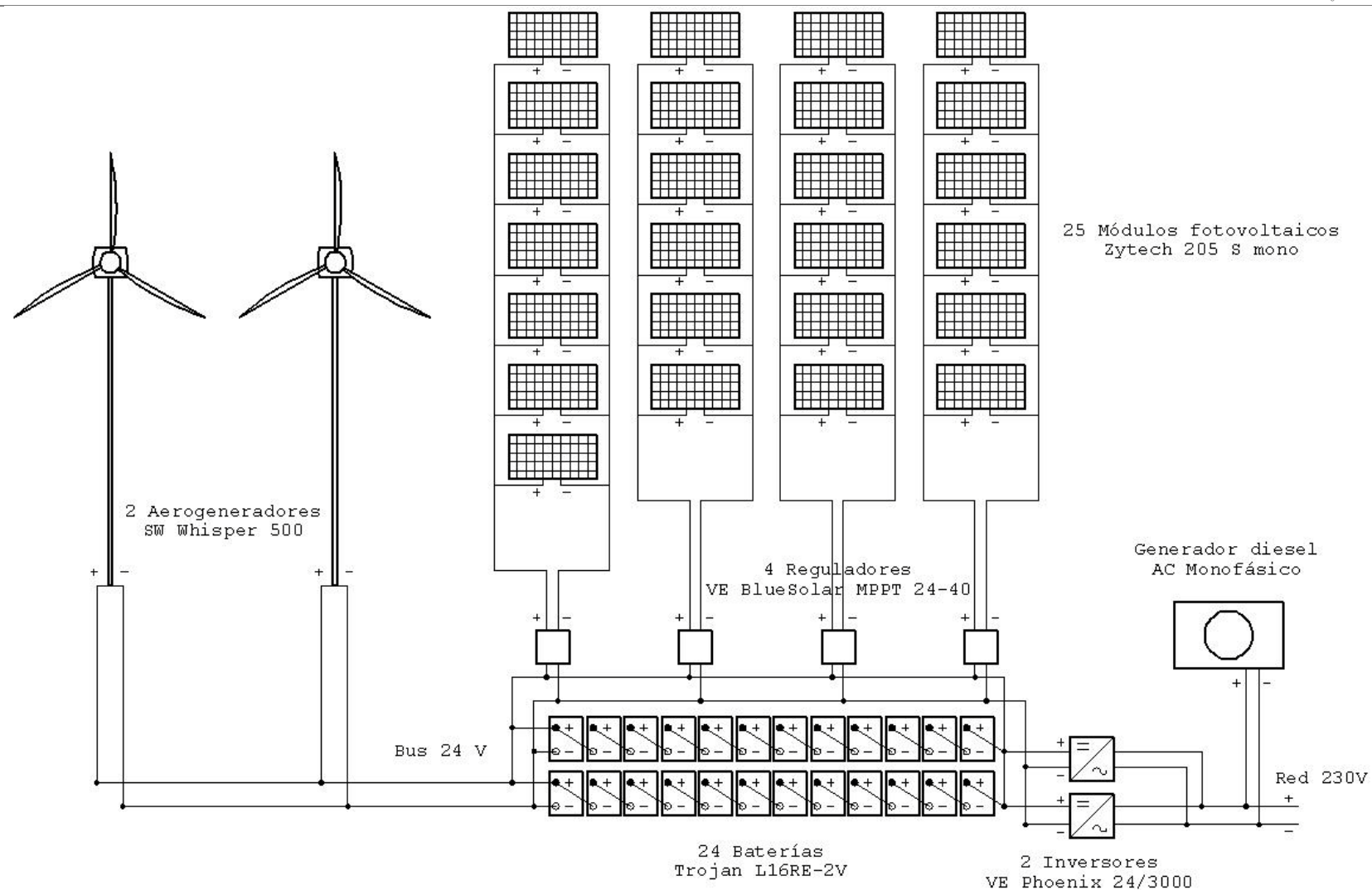


Figura 8.2 Esquema de la instalación de la alternativa de generación eléctrica seleccionada para el campamento de la Laguna Colorada

### 8.3 Resumen de justificación de variables del sistema

Variable decisión	Comentarios	Opción seleccionada	Justificación
<b>Sistema de electrificación</b>	Extensión de la red o sistema de generación aislada	Sistema de generación aislada	Los resultados muestran que el coste del sistema de generación aislada es mucho menor que la extensión de la red
<b>Sistema aislado de generación</b>	De fuente única o híbrido (fuentes que componen el híbrido))	Sistema híbrido eólico-fotovoltaico-diesel	Los resultados muestran que este sistema híbrido es el sistema de generación aislada más económico
<b>Generación centralizada/descentralizada</b>	La centralizada facilita las labores de mantenimiento pero se producen más pérdidas por distancias de conducción. La descentralizada es mejor para viviendas dispersas.	Descentralizada	El campamento de la Laguna Colorada presenta poca dispersión de edificios y por tanto se considera mejor para el mantenimiento y el control realizar la generación centralizada.
<b>Distribución CA/CC</b>	CA permite uso de equipos estándar, futura ampliación de la red y posibles transformaciones para distribución. CC permite evitar pérdidas por conversión CC/CA.	CA	La distribución en CA permite a los consumidores el uso de aparatos eléctricos estándar que generalmente funcionan en AC. Permite una posterior ampliación y transformación de tensiones para evitar pérdidas en largas distancias
<b>Distribución monofásica/trifásica</b>	Monofásica es más económica y no necesita equilibrado de fases. Trifásica permite estandarización para una posterior conexión a una gran red	Monofásica	Es más económica y no necesita cargas equilibradas. A corto plazo no se prevé la conexión a una gran red.
<b>Distribución tendida/enterrada</b>		Tendida	Requerimientos del cable menores y más fácil de mantener

<b>Tipo de cable</b>		Aislado, flexible y resistente al agua y la radiación UV	Aislado para evitar accidentes, flexible para reducir la fatiga producida por las rachas de viento, resistente al agua y la radiación UV para que sirvan para el uso exterior.
<b>Bus CA/CC</b>	Bus CA es más eficiente y flexible para la conexión posterior de generadores en CA. El cableado es más complejo	CC	Habiendo dimensionado para 15 años, todos los generadores en uso producen en CC. No se prevé la instalación de generadores en CA para la carga de baterías sino sólo de apoyo en el lado CA.
<b>Tensión del bus</b>	Las tensiones más estandarizadas son: 12/24/48 V Tensiones mayores evitan pérdidas pero los equipos son más caros.	24 V	Sería preferible para la potencia empleada 48 V. Pero no se ofreció en Bolivia ningún regulador de más de 24 V. Así, 24 V.
<b>Emplazamiento del sistema de generación</b>	Eólica		El emplazamiento está libre de obstáculos y está totalmente abierto hacia el valle por el que se canalizan los vientos. Está suficientemente lejos de las viviendas para que el ruido de los aerogeneradores esté muy atenuado.
	Fotovoltaica		El emplazamiento se sitúa medianamente lejos de la pista para evitar que el polvo que levantan los vehículos caiga sobre los módulos. Desde el emplazamiento, la orientación evita que los reflejos de los módulos incidan sobre los edificios.
	Acceso		El emplazamiento tiene próxima una pista para acceder para el mantenimiento.

---

Distribución

El emplazamiento se sitúa en un punto medio entre el puesto de control y el campamento para minimizar la distancia. Sería óptimo en cuanto a distribución situarla más cerca del campamento pero se perdería en generación eólica, polvo, brillos y ruido.

---

*Tabla 8.2 Justificación de las principales variables decisión del sistema de electrificación propuesto.*



## **8.4 Operación y mantenimiento de la instalación**

### **8.4.1 Instalación modular**

El dimensionamiento del sistema ha sido calculado según la demanda estimada para dentro de 15 años. Dado que se estima que la demanda aumente a lo largo del tiempo, significa que los primeros años el sistema estaría sobredimensionado. Generaría más energía de la necesaria y muchos equipos comprados estarían innecesariamente instalados y agotando poco a poco su vida útil.

Por ello gracias al tipo de instalación modular, la idea sería que se fueran añadiendo los generadores y el resto de equipos poco a poco a medida que la demanda lo vaya necesitando.

Esta instalación y generación modular permite por otra parte responder a variaciones de demanda no esperadas a lo largo de los años. Es decir, quizás la estimación no se ajuste a la realidad y la demanda quede muy por encima o por debajo de las estimaciones realizadas. Por ello sería posible aumentar o reducir el número de generadores para así servir de forma óptima la demanda eléctrica.

### **8.4.2 Mantenimiento**

El mantenimiento que se va a llevar a cabo en el sistema será sobretodo preventivo y correctivo.

En cuanto al preventivo, entre otras habrá que revisar el nivel de electrolito de las baterías y rellenar con agua destilada si es necesario. Habrá que revisar y limpiar las conexiones de todo el sistema cada cierto tiempo. También será muy importante limpiar de polvo la superficie de los módulos fotovoltaicos varias veces al año. Por último revisiones cada cierto tiempo del grupo electrógeno y revisiones por si existe pérdida de combustible y limpieza de la caseta donde se encuentren los equipos.

En cuanto al correctivo, habrá que reparar y sustituir en su caso, todas las piezas de los equipos que no funcionen correctamente. Necesitarán sobre todo este tipo de mantenimiento los equipos con un fuerte componente mecánico como el grupo electrógeno y los aerogeneradores.



## 9 Impacto medioambiental de la instalación propuesta

---

Para desarrollar el impacto medioambiental de la instalación propuesta se puede diferenciar el impacto que tiene cada componente principal de la instalación sobre el medio biótico y sobre el medio físico.

El impacto sobre el medio biótico se va a desarrollar según cómo afecta la instalación a la flora y la fauna.

El impacto sobre el medio físico se va a estudiar según la emisión de gases, partículas, líquidos y sólidos, producción de ruido o brillos y el impacto que tienen sobre el paisaje, la atmósfera, la tierra o el agua.

Además se procurará diferenciar el impacto durante la operación del sistema y durante su reposición y fabricación.

### 9.1 Generadores fotovoltaicos

En cuanto al medio biótico, el grupo de generación fotovoltaica ocupa bastante superficie y puede producir sombras a las especies vegetales que antes ocuparan el emplazamiento. Sin embargo la vegetación del lugar es muy escasa y solamente quedaría a falta de estudio si justamente existe alguna especie endémica en el emplazamiento a la que se le pudiera afectar negativamente. No se considera que la instalación fotovoltaica tenga un impacto apreciable sobre la fauna.

En cuanto al medio físico, y el impacto sobre el paisaje, los módulos fotovoltaicos tendrán un relativo impacto visual debido a la gran superficie que ocupan. Además, según la orientación de los paneles, pueden producir fuertes reflejos molestos para los habitantes. Para minimizar este impacto habrá que colocarlos alejados de los edificios habitados del campamento y cuidando su orientación. Si no, se pueden colocar árboles u otras barreras para evitar el reflejo directo hacia los puntos habitados siempre y cuando estos obstáculos no produzcan sombras sobre los módulos.

Durante su operación, los módulos fotovoltaicos no producen ningún tipo de gases contaminantes ni de efecto invernadero. Tampoco hay riesgo de emisión de líquidos ni de contaminación acústica.

En cuanto a su fabricación, la energía necesaria para el proceso no es muy elevada, el silicio necesario para su fabricación es muy abundante en la tierra y se puede obtener de desechos de la industria electrónica o de reciclaje de otros módulos. Su fabricación no implica la emisión apreciable de sustancias peligrosas o contaminantes aunque en caso de accidente podrían causar un impacto fuerte. Sin embargo al final de su vida útil deben ser adecuadamente retirados del emplazamiento y reciclados para evitar el impacto ambiental por desechos sólidos y por el posible riesgo de incendio que presentan algunas células.

## 9.2 Generadores eólicos

El impacto de la instalación eólica sobre el medio biótico, a diferencia del sistema fotovoltaico, es mayor sobre la fauna que sobre la flora, dadas las características de lugar. La Laguna Colorada es el comienzo de la Reserva Natural de Fauna Andina de Eduardo Avaroa y en ella existen multitud de flamencos. Los aerogeneradores provocan en muchas ocasiones la muerte de aves por el choque accidental con las palas. Sin embargo, estos accidentes se producen comúnmente en los grandes aerogeneradores y grandes parques eólicos y la instalación eólica propuesta está compuesta únicamente por 2 aerogeneradores de 4,5 m de diámetro. Es decir una instalación pequeña. Por tanto, aunque sigue existiendo riesgo de accidente debido a la gran densidad de aves que existe en el lugar, se considera un riesgo no muy elevado por el tamaño pequeño de la instalación.

En cuanto al impacto sobre el medio físico y sobre el paisaje, todo aerogenerador supone un impacto visual que será tanto mayor cuanto más alta sea la altura de la torre y mayor sea el tamaño de las palas y del generador. Sin embargo, al final el impacto visual de un aerogenerador o un grupo fotovoltaico es en parte subjetivo ya que viene determinado por la percepción que tiene la gente acerca de su instalación. De hecho estas tecnologías pueden resultar como un símbolo de energía limpia y de fuente de energía para el desarrollo de las actividades productivas.

Aparte, surgen otros impactos visuales, como el reflejo periódico que causa el giro de las palas cuando el sol incide y se refleja en ellas o las sombras que producen tanto las palas como la torre sobre el terreno. Para evitar este impacto, se debe elegir adecuadamente el acabado superficial de las palas para minimizar el reflejo y la ubicación de las torres para evitar que las sombras incidan sobre casas u otras construcciones. Generalmente se emplea una distancia mínima de unos 6-8 diámetros del rotor desde la turbina hasta la casa más cercana [7]. En todo caso, dado que la torre empleada para los aerogeneradores está compuesta por una barra de diámetro muy reducido sujeta por tirantes, se considera que el efecto de la sombra de la torre será prácticamente inapreciable.

Además del impacto visual, durante su funcionamiento, los aerogeneradores emiten ruido que puede provenir de ruido mecánico o de ruido aerodinámico. Para diámetros del rotor superior a 20 m es el ruido aerodinámico el que cobra más importancia mientras que para diámetros inferiores a los 20 m es el ruido mecánico [7]. Dado que los aerogeneradores de la instalación tienen un diámetro inferior a 20 m (4,5 m) será el ruido mecánico el más importante. Para minimizar el impacto del ruido sobre los habitantes se deben instalar los aerogeneradores a una distancia adecuada. Dado que el ruido disminuye con el cuadrado de la distancia desde la fuente que lo produce, al situarse los aerogeneradores de la instalación a más de 100 m del edificio habitado más cercano, se considera que el efecto del ruido será prácticamente inapreciable en los centros habitados.

Durante su operación, los aerogeneradores no producen ningún tipo de emisión gaseosa, ni líquida ni de partículas.

Finalmente, en cuanto al proceso de fabricación y la energía consumida en el proceso, la mayor parte de la energía consumida se emplea en la construcción del rotor y de la “nacelle” y alrededor de un tercio se consume en los cimientos y la torre. Sin embargo, a pesar del consumo energético

elevado de la fabricación, en lugares ventosos, una turbina eólica produce en 3 o 4 meses esa misma energía que se empleó en su construcción [7].

### **9.3 Grupo electrógeno**

El grupo electrógeno es de todo el sistema de electrificación el que va a tener mayor impacto ambiental.

El grupo electrógeno en su operación producirá gases de efecto invernadero ( $\text{CO}_2$ ) pudiendo afectar al clima y según cómo sea su combustión producirá más o menos gases contaminantes como  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$  y  $\text{CO}$ . Estos gases en la atmósfera pueden reaccionar y producir lluvia ácida que afecta al suelo y al agua y por consiguiente a las especies vegetales y animales (véase apartado 2.5.4). Además en caso de accidente se pueden producir derrames líquidos de combustible o lubricante que también afectan negativamente al suelo y el agua.

Los grupos electrógenos producen ruido que genera contaminación acústica. Se considera que al encontrarse el generador dentro de la caseta cerrada se conseguirá reducir algo esta contaminación acústica. Por otra parte, se encuentra suficientemente lejos (más de 100 m) de los centros habitados por lo que se considera que no llegará a ser molesto el ruido producido.

### **9.4 Baterías**

El impacto medioambiental del banco de baterías proviene tanto del proceso de fabricación como de su operación. Por una parte se producen deshechos durante la fabricación y alto consumo de agua además de emisiones de gases como el  $\text{SO}_2$  y otros gases con partículas de plomo. Por otra parte, durante la operación, aunque es poco frecuente, un uso inadecuado puede llevar a la quema o explosión de las baterías o la generación de calor. Finalmente uno de los aspectos más negativos es la corta vida útil que en general tienen las baterías. Esto repercute medioambientalmente tanto más cuanto menor sea el reciclaje de sus componentes. Además es muy importante reciclaje adecuado al final de su vida útil para evitar que las sustancias tóxicas que tienen las baterías afecten al entorno del campamento.

El impacto de la operación de las baterías sobre la fauna y la flora se considera nulo a menos que se produzca la explosión de una de ellas o que el reciclaje al final de la vida útil no se haga de forma adecuada.

No se considera un impacto visual directo de las baterías ya que se encontrarán dentro de la caseta. El impacto visual sería el correspondiente a esta caseta que las cubre. Se considera reducido pues se estima un edificio pequeño y en concordancia con el resto de construcciones del campamento.

### **9.5 Distribución eléctrica**

El impacto de la distribución eléctrica sobre el medio biótico se considera alto por el riesgo de electrocución de las numerosas aves que existen en el lugar. Por ello, además de para evitar la

electrocución humana, se ha considerado la instalación de todo el cableado aislado. El aislamiento evita que aquellas aves grandes que pudieran llegar a tocar con sus alas ambos conductores de distribución, mueran por electrocución.

Por otro lado, la distribución eléctrica al realizarse en tendido tendrá un moderado impacto visual. Los postes y cables producirán sombra sobre el suelo que puede afectar a las especies vegetales. Sin embargo este efecto se considera mucho menor que el de la instalación fotovoltaica.

## **9.6 Comunicaciones**

Por último habría que considerar el impacto medioambiental de las comunicaciones y vías de acceso necesarias para el mantenimiento de la instalación de generación. Los nuevos caminos y pistas afectan ya que se desarrollan sobre las especies vegetales que existían en el lugar. Sin embargo, la instalación propuesta tiene su emplazamiento sobre un lugar hasta el que ya hay una pista, por lo que se aprovecharía esa pista existente para poder llevar a cabo las labores de instalación y mantenimiento.

## 10 Resultados y conclusiones

---

En el presente proyecto final de carrera se ha realizado un estudio de simulación y optimización de un sistema híbrido de generación eléctrica eólico-fotovoltaico y se ha analizado la factibilidad de generación eléctrica aislada con un sistema híbrido en la Laguna Colorada (Bolivia). Las principales conclusiones obtenidas son las siguientes:

- Los resultados que se fueron obteniendo a medida que se introducía el modelo de simulación en MATLAB muestran que la obtención de una combinación óptima de generadores pasa por la precisión con la que se ha desarrollado el modelo de los componentes del sistema y el modelo de simulación. Es decir, el sistema óptimo obtenido por simulación, lo será también en la realidad siempre y cuando el modelo programado y todos los parámetros introducidos se ajusten a la realidad.
- Una vez desarrollado por completo en MATLAB el modelo de funcionamiento de los componentes y el modelo económico se procedió a su simulación final. Los resultados de combinaciones factibles y óptimas muestran gran similitud con la simulación final de HOMER. Así, cabe dar por válido el modelo planteado para MATLAB en cuanto al funcionamiento de los componentes. Sin embargo, el modelo económico empleado en la programación por MATLAB no alcanza el mismo grado de precisión que el desarrollado por HOMER a juzgar por los costes diferentes y más elevados que se obtienen en MATLAB para sistemas similares. Ya que el criterio de decisión programado es finalmente económico, la poca precisión del modelo económico puede dar lugar a resultados óptimos diferentes y puede llevar a equivocación a la hora de seleccionar el sistema óptimo en términos económicos. En definitiva el modelo de MATLAB obtendrá buenos resultados en cuanto a las combinaciones factibles pero los resultados no serán tan precisos en cuanto a los costes de cada combinación..
- Los resultados de simulación y optimización obtenidos con HOMER indican que para el perfil de demanda y los recursos eólicos y solares estimados para el campamento de la Laguna Colorada, es factible el suministro de energía eléctrica cubriendo el 100% de la demanda mediante un sistema híbrido aislado totalmente renovable compuesto por 12300 W de energía fotovoltaica, 1 aerogenerador de 3000 W de potencia nominal y 60 baterías de 1110 Ah (C20).
- Aunque la disponibilidad de equipos renovables en Bolivia no es muy grande, es factible la instalación anterior con equipos únicamente adquiridos en Bolivia.
- Esta última simulación muestra también que para sistemas híbridos totalmente renovables a medida que se reduce la fiabilidad del suministro (porcentaje de demanda satisfecha) se reduce mucho los costes iniciales del sistema y el coste de generación eléctrica (€/kWh). Esta reducción es mucho mayor conforme se disminuye la fiabilidad en valores próximos al 100%.
- El análisis con HOMER de las diferentes alternativas de generación eléctrica aislada muestran que la solución con un sistema híbrido eólico-fotovoltaico aunque es factible no

es óptima económicamente ya que existen otras soluciones con un coste de generación de la electricidad menor.

- La solución de generación eléctrica óptima depende fuertemente del precio del combustible. Así, para el precio actual del combustible, con las enormes subvenciones actualmente existentes, el sistema óptimo es uno conformado por un único generador diesel con baterías. Sin embargo, las actuales subvenciones ya han sido varias veces cuestionadas e incluso eliminadas temporalmente sin éxito definitivo por protestas populares. De tal forma se han considerado precios del combustible algo superiores para realizar un análisis de sensibilidad. Los resultados indican que para precios superiores al actual, el sistema óptimo es uno conformado por un sistema híbrido eólico-fotovoltaico-diesel.
- Según la simulación y optimización con HOMER y según el precio estimado para el combustible para los próximos 15 años, el sistema óptimo de generación eléctrica es un sistema híbrido eólico-fotovoltaico-diesel y por tanto será este el tipo de instalación a diseñar e implementar para la Laguna Colorada.
- Los resultados de simulación con HOMER muestran una combinación de generadores económicamente óptima para el sistema híbrido eólico-fotovoltaico-diesel aunque existen otras combinaciones algo más costosas. En particular la segunda combinación menos costosa presenta una fracción renovable bastante superior a la óptima y un coste no muy superior. Este aspecto hace decantarse por esta segunda combinación como la adecuada para instalar en el campamento de la Laguna Colorada.
- El impacto medioambiental de la instalación propuesta se considera reducido. Los mayores problemas serían las emisiones contaminantes y el ruido del generador diesel, el riesgo de explosión y contaminación de las baterías si no se reponen y reciclan adecuadamente, y las muertes de aves producidas por los choques con las aspas del aerogenerador. Sin embargo las emisiones se minimizan al seleccionar un sistema híbrido con tan alta fracción renovable. El efecto del ruido se minimiza al proyectarse la instalación del generador dentro de una caseta cerrada a más de 100 m del centro habitado más cercano. El riesgo de contaminación de las baterías se reduce con un adecuado mantenimiento, control y reciclaje. Por último el riesgo de muerte de aves por choque con las aspas no es muy elevado al tratarse únicamente de dos aerogeneradores con diámetros pequeños.



## Bibliografía

---

- [1] Global Network on Energy for Sustainable Development (GNESD), Poverty Reduction. Can Renewable Energy make a real contribution?, 2006.
- [2] World Energy Council, Energy for tomorrow's world - acting now!, Londres: World Energy Council, 2000.
- [3] W. Canedo Espinoza, "Diagnóstico del sector energético en el área rural de Bolivia," 2005.
- [4] U.S. Environmental protection agency, "Climate Change Science Program," 2007.
- [5] Grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático (IPCC), "Cambio climático 2007 - Informe de síntesis," IPCC, Suecia, 2008.
- [6] J. Kaldellis, Stand-alone and hybrid wind energy systems, Cambridge: Woodhead Publishing Limited and CRC Press, 2010.
- [7] A. Kaabeche, M. Belhamel and R. Ibtouen, "Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system," *Elsevier, Energy*, vol. 36, no. 2, 2011.
- [8] E. Koutrolis, D. Kolokotsa, A. Potirakis and K. Kalaitzakis, "Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms," *Elsevier, Solar Energy*, vol. 80, no. 9, 2006.
- [9] S. Diaf, D. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi and A. Louche, "A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system," *Elsevier, Energy Policy*, vol. 35, no. 11, 2007.
- [10] Dmelect, Instalaciones eléctricas de baja tensión, Almería: Dmelect, 2004.
- [11] M. Fernández F., "Estimación del potencial de introducción de energías renovables en Bolivia," Cochabamba, 2010.
- [12] E. Lorenzo, Electricidad solar. Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos, Sevilla: Progensa, 1994.
- [13] J. A. Duffie and W. A. Beckam, Solar Engineering of Thermal Processes, Hoboken: Wiley, 2006.
- [14] G. Seeling-Hochmuth, "Optimization of hybrid energy systems sizing and operation control," Kassel University Press GmbH, Kassel, 1999.
- [15] Agricultural University of Athens, "Identification of current availability of commercial hybrid

RES technologies and its components," 2004.

- [16] G. Seeling-Hochmuth, "Small Village Hybrid Systems Performance Workshop," Colorado, 1996.
- [17] R. Dufo López, Dimensionado y control óptimos de sistemas híbridos aplicando algoritmos evolutivos, Zaragoza: Universidad de Zaragoza (Tesis doctoral sin publicar), 2007.
- [18] S. Rolland and G. Glania, Hybrid mini-grids for rural electrification: lessons learned, Bruselas: Renewable Energy House, 2011.
- [19] American Wind Energy Association, Wind Energy Siting Handbook, Washington: American Wind Energy Association, 2008.
- [20] S. Krohn, Guided Tour on Wind Energy, Frederiksberg: Danish Wind Industry Association, 2002.
- [21] 3TIER Environmental Forecast Group, "Atlas Eólico de Bolivia: Informe Final: Un proyecto para la Corporación Financiera Internacional (IFC)," 2009.
- [22] Ministerio de hidrocarburos y energía de Bolivia, «Balance Energético Nacional,» Alpha Graphics, La Paz, 2011.
- [23] Centro de investigaciones energéticas, medioambientales y tecnológicas (CIEMAT), Desarrollo tecnológico de sistemas aislados con energía eólica, Madrid: CIEMAT, 2003.
- [24] Global Network on Energy for Sustainable Development (GNESD), Reaching the Millenium Development Goals and beyond: access to modern forms of energy as a prerequisite, TERI, 2007.
- [25] World Energy Council, Renewable Energy Projects Handbook, Londres: World Energy Council, 2004.
- [26] S. Diaf, G. Notton, M. Belhamel, M. Haddadi and A. Louche, "Design and techno-economical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions," vol. 85, no. 10, 2008.
- [27] A. Moscoso De las muñecas and A. Salinas San Martín, "Informe sectorial Bolivia: Sector Eléctrico," Pacific Credit Rating, 2011.
- [28] M. Muralikrishna and V. Lakshminarayana, "Hybrid (solar and wind) energy systems for rural electrification," vol. 3, no. 5, 2008.
- [29] P. Nema, R. Nema and S. Rangnekar, "A current and future state of art development of hybrid energy system using sind and PV-solar: A review," vol. 13, no. 8, 2009.

- [30] G. Notton, S. Diaf and L. Stoyanov, "Hybrid (Photovoltaic-Wind) Energy Systems For Remote Locations," vol. 6, 2011.
- [31] F. Onur Hocaoglu, O. Nezih Gerek and M. Kurban, "The effect of model generated solar radiation data usage in hybrid (wind-PV) sizing studies," vol. 50, no. 12, 2009.
- [32] H. Yang, X. Liao and B. Ai, "Computer-aided design of PV/wind hybrid system," *Pergamon, Elsevier, Renewable Energy*, vol. 28, no. 2, 2003.
- [33] F. O. Hocaoglu, Ö. N. Gerek and M. Kurban, "A novel hybrid (wind-photovoltaic) systems sizing procedure," *Elsevier, Solar Energy*, vol. 83, no. 11, 2009.
- [34] H. Yang, W. Zhou, L. Lu and Z. Fang, "Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar-wind system with LPSP technology by using genetic algorithm," *Elsevier, Solar Energy*, vol. 82, no. 4, 2007.
- [35] J. K. Kaldellis, K. A. Kavadias and P. S. Koronakis, "Comparing wind and photovoltaic stand-alone power systems used for the electrification of remote consumers," vol. 11, no. 1, 2007.



# Índice de figuras

---

Figura 1.1 Componentes del desarrollo sostenible.....	2
Figura 2.1 Distribución porcentual del consumo energético en Bolivia por sectores.....	8
Figura 2.2 Distribución porcentual del consumo de las fuentes energéticas en cada sector en Bolivia. ....	8
Figura 2.3 Mapa del alcance del sistema interconectado nacional de Bolivia. Fuente y elaboración: Comité Nacional de Despacho y Carga de Bolivia. ....	11
Figura 2.4 Instituciones Bolivianas de administración y regulación y empresas participantes en el MEM del SIN. Fuente y elaboración: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad de Bolivia. ....	12
Figura 2.5 Concentración media global de dióxido de carbono en el aire en ppm a lo largo de los últimos 260 años. Fuente y elaboración: NOAA (National Oceanic & Atmospheric Administration, EE.UU.) ....	15
Figura 3.1 Configuración de un sistema híbrido en serie.....	28
Figura 3.2 Configuración de un sistema híbrido conmutado. ....	29
Figura 3.3 Configuración de un sistema híbrido en paralelo. ....	30
Figura 3.4 Curva característica I-V de un módulo fotovoltaico ZT 205S. (El seleccionado para la instalación final). Fuente y elaboración: Zytech. (Véase hoja de características en el Anexo VII).....	35
Figura 3.5 Curva de potencia de un aerogenerador Whisper 500. (El seleccionado para la instalación final). ....	37
Figura 3.6 Capacidad de la batería frente a la corriente de descarga para la batería Trojan L16-RE 2V. (La seleccionada para la instalación final). Fuente de datos: Baterías Trojan. (Véase hoja características en el Anexo VII). ....	42
Figura 3.7 Diagrama de flujo del algoritmo iterativo de simulación y optimización de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico. ....	58
Figura 4.1 Mapa de situación de Bolivia y ampliación de la región sur-oeste para la ubicación de la Laguna Colorada. Imagen de fondo: Google Maps.....	60
Figura 4.2 Vista satélite del campamento junto a la Laguna Colorada. El edificio en la parte superior de la imagen es el puesto de control de entrada a la reserva. Los edificios más grandes y de formas cuadradas son los de la zona científica. El resto son viviendas y hostales rústicos para los turistas. Imagen: Google Maps.....	61
Figura 4.3 Foto panorámica del campamento. En el centro al fondo, la Laguna Colorada. A la derecha las edificaciones científicas y a la izquierda las residenciales. ....	62
Figura 4.4 Curva de demanda total diaria para el año 15. Se representa la contribución parcial horaria de cada categoría. ....	67
Figura 4.5 Evolución de la demanda diaria estimada a lo largo de los años del proyecto. ....	68
Figura 4.6 Localización de los puntos de contraste de los valores de radiación dados por la NASA SSE y por el simulador solar de Chile. La línea continua indica el alcance de la simulación del explorador solar de Chile. Imagen de fondo: Google Maps. ....	72

Figura 4.7 Valores de velocidad media mensual y otros parámetros simulados por 3TIER – Firstlook para las coordenadas seleccionadas en la Laguna Colorada y para una altitud del anemómetro de 20m. Fuente y elaboración: 3TIER .....	74
Figura 4.8 Mapa del factor K de Weibull a 80m para el territorio de Bolivia. Fuente y elaboración: 3TIER .....	75
Figura 4.9 Distribución frecuencial de la velocidad del viento en la Laguna Colorada y función de densidad de probabilidad Weibull que mejor se ajusta a la distribución.....	77
Figura 4.10 Valores de velocidad del viento para la Laguna Colorada: media mensual, media mensual de los máximos diarios, media mensual de los mínimos diarios, máxima absoluta mensual y mínima absoluta mensual. ....	77
Figura 4.11 Perfil vertical de la velocidad del viento en la Laguna Colorada según el método logarítmico para un coeficiente de rugosidad de 0,01 m. ....	78
Figura 4.12 Mapa topográfico de la región de la Laguna Colorada y valle de canalización de los vientos. La marca corresponde a la localización del campamento y los aerogeneradores. Imagen de fondo: Google Maps.....	81
Figura 4.13 Rosa de dirección del viento anual a 23 m sobre el terreno en la Laguna Colorada. Las barras anchas indican el porcentaje de los valores horarios según la dirección del viento. Las barras estrechas indican el rango intercuartil de velocidad de viento para cada intervalo de dirección. Fuente y elaboración: Explorador eólico de Chile .....	82
Figura 4.14 Rosas de dirección del viento estacionales a 23m sobre el terreno. Las barras anchas indican el porcentaje de los valores horarios según la dirección del viento. Las barras estrechas indican el rango inter-cuartil de velocidad de viento para cada intervalo de dirección. Fuente y elaboración: Explorador eólico de Chile. ....	83
Figura 4.15 Radiación global horizontal sobre la superficie terrestre en la Laguna Colorada.....	84
Figura 4.16 Perfil diario de radiación media horaria en kW/m <sup>2</sup> para la Laguna Colorada según el mes del año. ....	85
Figura 4.17 Complementariedad entre el recurso eólico y el solar a lo largo del año para la Laguna Colorada.....	87
Figura 4.18 Efecto de uniformidad sobre la energía mensual generada a lo largo del año por un sistema híbrido renovable con fuentes renovables complementarias.....	87
Figura 5.1 Curvas características del aerogenerador seleccionado (SW Whisper 500) en el emplazamiento de la Laguna Colorada. ....	92
Figura 6.1 Coste inicial de cada alternativa según el LPSP. ....	112
Figura 7.1 Comparación del coste actual equivalente del sistema aislado con el coste de extensión de la red eléctrica. ....	124
Figura 8.1 Esquema de la distribución eléctrica CA desde el punto de generación O hasta los puntos de consumo A,B,C y D. Imagen de fondo: Google Maps.....	127
Figura 8.2 Esquema de la instalación de la alternativa de generación eléctrica seleccionada para el campamento de la Laguna Colorada.....	129
Figura 0.1 Esfera celeste y sistema de coordenadas solidario con un punto de la tierra. Obtenido de: [13].....	152
Figura 0.2 Esquema de los ángulos de inclinación y de zenit para un módulo fotovoltaico .....	154
Figura 0.3 Curva de demanda total y contribución parcial de cada categoría para el año 0. ....	161

Figura 0.4 Curva de demanda total y contribución parcial de cada categoría para el año 5.....	161
Figura 0.5 Curva de demanda total y contribución parcial de cada categoría para el año 10. ....	162
Figura 0.6 Curva de demanda total y contribución parcial de cada categoría para el año 15. ....	162
Figura 0.7 Curvas características del aerogenerador AirX. ....	169
Figura 0.8 Curvas características del aerogenerador Whisper 100. ....	169
Figura 0.9 Curvas características del aerogenerador Whisper 200. ....	170
Figura 0.10 Curvas características del aerogenerador Whisper 500. ....	170
Figura 0.11 Curvas del coeficiente de potencia $C_p$ para los diferentes aerogeneradores estudiados. .....	171
Figura 0.12 Curvas de la densidad o potencialidad eléctrica en la Laguna Colorada para los diferentes aerogeneradores estudiados .....	171
Figura 0.13 Hoja de características del módulo fotovoltaico Zytech 205S. ....	189
Figura 0.14 Hoja de características del aerogenerador SW Whisper 500 .....	190
Figura 0.15 Hojas de características de la batería Trojan L16RE-2V.....	192
Figura 0.16 Hojas de características del regulador de baterías Victron Energy Blue Solar MPPT 12/24-40.....	194
Figura 0.17 Hojas de características del inversor Victron Energy Phoenix 24/3000.....	196
Figura 0.18 Hojas de características del cable de distribución Prysmian Retenax Flex Iristech...	198

# Índice de tablas

Tabla 2.1 Consumo de la energía primaria en Bolivia. Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia. ....	7
Tabla 2.2 Consumo de energía secundaria en Bolivia según la fuente. Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia. ....	7
Tabla 4.1 Parámetros de la demanda eléctrica para la categoría residencial en el año 0. ....	63
Tabla 4.2 Parámetros de la demanda eléctrica para la categoría general en el año 0. ....	64
Tabla 4.3 Demanda horaria en kW prevista para el año 15. El primer cuadro indica la potencia media demandada entre las 00:00 y la 1:00, el segundo entre la 1:00 y las 2:00 y así sucesivamente. ....	67
Tabla 4.4 Valores característicos de la demanda estimada para el año 15. ....	67
Tabla 4.5 Valores de velocidad del viento media mensual para la Laguna Colorada estimados por el simulador de 3TIER y el simulador de Chile. Coeficiente de correlación entre ambas simulaciones. ....	71
Tabla 4.6 Valores de radiación media mensual para la Laguna Colorada en kWh/(m <sup>2</sup> · día). Fuente: NASA SSE. ....	72
Tabla 4.7 Coeficientes de correlación para la validación de los valores de radiación horizontal de la NASA cercanos a la Laguna Colorada. El promedio de los 4 meses no se emplea en el cálculo del coef. de correlación. ....	73
Tabla 4.8 Valores de radiación horizontal (fila superior en [kWh/(m <sup>2</sup> · día)]) e índice de claridad (fila inferior) para la Laguna Colorada. Fuente: NASA SSE. ....	84
Tabla 4.9 Valores medios mensuales de la energía eólica y la radiación solar para la Laguna Colorada. ....	86
Tabla 5.1 Resumen de la potencia nominal, coste y diámetro de los cuatro aerogeneradores estudiados para la selección. ....	89
Tabla 5.2 Resumen de los parámetros calculados para la selección del aerogenerador óptimo en el emplazamiento de la Laguna Colorada. ....	91
Tabla 5.3 Número de baterías necesarias según el modelo para cubrir cierta autonomía del banco. ....	94
Tabla 6.1 Parámetros y particularidades de la simulación con MATLAB. ....	98
Tabla 6.2 Corrección de la demanda eléctrica con las pérdidas en los conductores de distribución. ....	103
Tabla 6.3 Temperaturas medias diurnas estimadas para la Laguna Colorada en °C. ....	104
Tabla 6.4 Parámetros de simulación del módulo fotovoltaico seleccionado (Zytech 205S). ....	106
Tabla 6.5 Parámetros de simulación del aerogenerador seleccionado (SW Whisper 500). ....	107
Tabla 6.6 Parámetros de simulación de la batería seleccionada (Trojan L16RE-2V). ....	109
Tabla 6.7 Parámetros de simulación del inversor seleccionado: Victron Energy Phoenix 24/3000VA. ....	110
Tabla 6.8 Resultados de optimización del sistema con fuentes únicamente renovables simulado con HOMER. ....	111



Tabla 6.9 Configuración, dimensión y características del sistema óptimo con fuentes únicamente renovables para un LPSP de 0. ....	113
Tabla 7.1 Parámetros de simulación para la red eléctrica.....	115
Tabla 7.2 Parámetros de simulación para el grupo electrógeno. ....	117
Tabla 7.3 Alternativas óptimas según el análisis de sensibilidad para el precio del combustible. ....	119
Tabla 7.4 Resultados de optimización del sistema simulado con HOMER para todas las alternativas de generación aislada según categorías. La configuración 1 es la correspondiente al sistema conmutado con el generador sólo alimentando a la carga. La configuración 2 es el sistema conmutado con el generador alimentando a la carga y cargando las baterías con el exceso de energía generada .....	121
Tabla 7.5 Combinaciones más económicas de la alternativa híbrido eólico-fotovoltaico-diesel. Todas ellas presentan una configuración conmutada con el generador sólo alimentando a la carga, sin posibilidad de recarga de baterías. ....	122
Tabla 8.1 Correspondencia del tipo y cantidad de demanda con cada punto de consumo. ....	128
Tabla 8.2 Justificación de las principales variables decisión del sistema de electrificación propuesto. ....	132
Tabla 0.1 Valores de los coeficientes que determinan la evolución de la demanda eléctrica en el campamento de la Laguna Colorada a lo largo de los años del proyecto.....	157
Tabla 0.2 Resultados de la aplicación de las fórmulas de evolución de la demanda según los coeficientes de la Tabla 0.1 para los 20 próximos años. ....	158
Tabla 0.3 Valores de demanda real tras la aplicación de los factores de simultaneidad y de utilización según el sistema en cada categoría.....	159
Tabla 0.4 Distribución horaria de uso de cada equipo o sistema eléctrico. Valores totales de la demanda horaria, y parciales según la categoría. ....	160
Tabla 0.5 Resumen de la potencia nominal, coste y diámetro de los cuatro aerogeneradores estudiados para la selección.....	165
Tabla 0.6 Valores de frecuencia del viento, curva de potencia eléctrica del generador, potencia del viento, potencialidades del viento y en bornes del aerogenerador y coeficiente de potencia para diferentes velocidades consideradas en intervalos de 1 m/s. Todos los valores en cursiva son valores introducidos en la tabla. Los valores sin cursiva son calculados a partir de los introducidos. ....	168
Tabla 0.7 Parámetros calculados y fórmulas empleadas para la selección del aerogenerador .....	172
Tabla 0.8 Valores de los diferentes parámetros empleados para la selección del aerogenerador ...	172
Tabla 0.9 Modelos de cable y características de los conductores óptimos para cada tramo de distribución en AC. ....	186
Tabla 0.10 Corrientes máximas admisibles según el criterio térmico para cada cable de distribución en AC. La I <sub>max</sub> admisible teórica es la que dan las hojas de características (véase Anexo VII) según el ITC_BT_06 y la norma UNE 21123. La I <sub>max</sub> instalación es la corriente máxima que soporta el cable según la demanda de potencia máxima del año.....	186
Tabla 0.11 Modelos de cable y características de los conductores óptimos para cada tramo de distribución CC. ....	187
Tabla 0.12 Corrientes máximas admisibles según el criterio térmico para cada cable de distribución en CC. La I <sub>max</sub> admisible teórica es la que dan las hojas de características	

(véase Anexo VII) según el ITC\_BT\_06 y la norma UNE 21123. La I<sub>max</sub> instalación es la corriente máxima que soporta el cable según la demanda de potencia máxima del año. ....187

## Anexos

---

### Anexo I - Cálculo de la radiación incidente sobre un módulo fotovoltaico inclinado a partir de la radiación solar horizontal

El sol emite radiación de cuerpo negro a 5777 K encontrándose el 99,9 de su energía emitida en el rango de frecuencia entre 0,2  $\mu\text{m}$  y 10  $\mu\text{m}$ . Así, la radiación proveniente de todo este espectro de frecuencias puede ser medida por un piranómetro.

Por otra parte, la medida que realiza un piranómetro suele estar referida a un plano horizontal y la radiación sobre cualquier otro plano inclinado sobre la horizontal no será la misma. Dado que los módulos fotovoltaicos se colocan inclinados según la latitud del lugar para maximizar la radiación que incide sobre ellos, no se pueden emplear directamente los datos de radiación horizontal provenientes del piranómetro y habrá que realizar una transformación de los valores de radiación horizontal a radiación sobre un plano inclinado un cierto ángulo.

Así, las simulaciones realizadas con MATLAB y HOMER en este proyecto, deben calcular en cada intervalo horario la radiación en el plano inclinado a partir de los datos de radiación horizontal. El siguiente estudio permite obtener esta relación para cada intervalo horario.

Conviene recalcar inicialmente, que la radiación incidente en una superficie horizontal en la superficie terrestre (la que mide un piranómetro) difiere de la que incidiría en el mismo plano horizontal colocado al exterior de la atmósfera. Esto es debido a la absorción de algunos compuestos presentes en la atmósfera como el  $\text{CO}_2$ , el  $\text{H}_2\text{O}$  o el  $\text{O}_3$ . También en la atmósfera se produce un fenómeno de dispersión debido al oxígeno y al nitrógeno, lo que da lugar a dos componentes diferentes de la radiación sobre una superficie horizontal en la superficie terrestre: una directa y otra difusa. Finalmente, para superficies inclinadas respecto a la horizontal (los módulos fotovoltaicos) aparece una tercera componente de radiación como consecuencia del reflejo que se produce en la tierra. Por tanto la radiación incidente en un módulo inclinado tendrá componente directa, componente difusa y componente reflejada.

#### Estudio de la geometría

Antes de entrar en el cálculo de la radiación sobre plano inclinado, es preciso realizar un estudio detallado de las diferentes variables (ángulos) que van a intervenir en el cálculo y que son fruto de la orientación del módulo fotovoltaico y de la geometría definida por el movimiento relativo tierra sol.

- **$\beta$ : inclinación** de la superficie (el módulo) sobre la horizontal [ $^\circ$ ].
- **$\psi$ : ángulo de azimut** de la superficie [ $^\circ$ ]. Es la dirección hacia la que se coloca el módulo. El ángulo de azimut se define negativo según la Figura 0.1, de tal forma que una orientación este sería  $-90^\circ$  y una orientación norte sería  $180^\circ$ .

- **$\delta$ : declinación solar** [°] es el ángulo que forma la línea que une al sol al mediodía solar con el plano ecuatorial terrestre. Varía con el tiempo y se va a considerar constante en el intervalo de una hora. Se puede aproximar con la ecuación de Cooper que transformada para cada intervalo horario quedaría:

$$\delta = 23,45^\circ \sin\left(360^\circ \cdot \frac{6816+t}{8760}\right) \quad (A.1)$$

siendo  $t$  el intervalo de hora del año (desde 1 hasta 8760). Esta ecuación muestra como la declinación es cero en los equinoccios, es positiva entre el equinoccio de primavera (21 marzo) y el equinoccio de otoño (21 septiembre).

- **$\phi$ : latitud** [°] es constante para la colocación de los módulos.
- **$\omega$ : ángulo horario** [°] varía con el tiempo. Se considera cero al mediodía, negativo por la mañana y positivo por la tarde. Es decir, sentido positivo al contrario que la Figura 0.1. Se puede calcular teniendo en cuenta que el sol recorre  $15^\circ$  en una hora ( $360/24$ ), como:

$$\omega = [h_s - 12] \cdot 15^\circ \quad (A.2)$$

siendo  $h_s$  la hora solar.

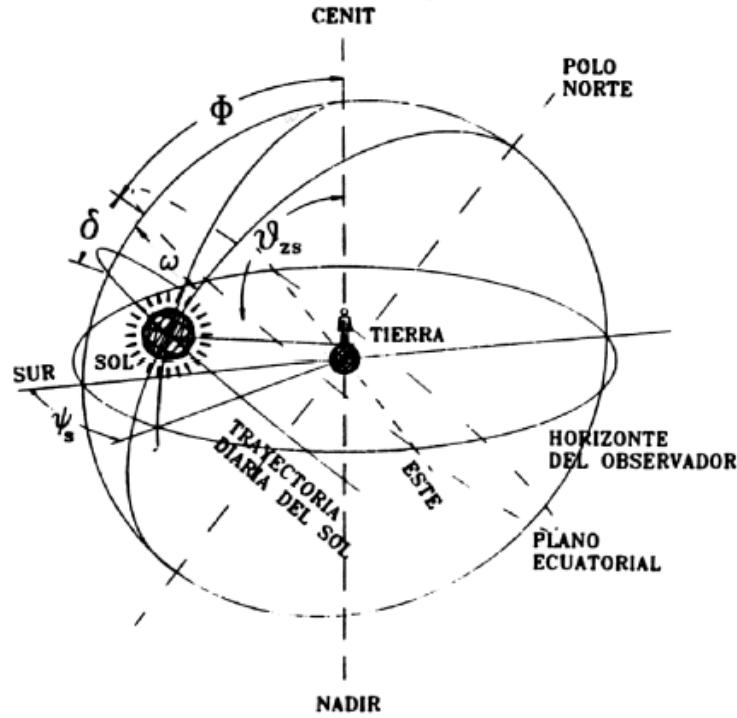


Figura 0.1 Esfera celeste y sistema de coordenadas solidario con un punto de la tierra. Obtenido de: [13]

Sin embargo, en general los datos disponibles de radiación horizontal están referidos a la hora local (civil). Así, será necesario cambiar los datos en hora local a la hora solar como:

$$h_s = h_c + \frac{\lambda}{15^\circ} - Z_c + E \quad (A.3)$$

donde  $h_c$  es la hora civil y se puede expresar en función de intervalos horarios a lo largo del año como

$$h_c = \left[ \frac{t}{24} - \text{div} \left( \frac{t}{24} \right) \right] \cdot 24 \quad (A.4)$$

donde

$\text{div}$  representa la función que devuelve la parte entera de la división

$\lambda$  es la longitud [°]

$Z_c$  es la zona horaria en horas hacia el este del GMT [horas]

$E$  es la ecuación del tiempo [horas] que considera los efectos de la excentricidad de la órbita terrestre y la inclinación del eje de rotación de la tierra. Se calcula como [14]:

$$E = 3,82[0,000075 + 0,001868\cos B - 0,032077\sin B - 0,014615\cos(2B) - 0,04089\sin \quad (A.5)$$

con

$$B = 360^\circ \frac{(n - 1)}{365} \quad (A.6)$$

siendo  $n$  el día del año (1 hasta 365).

- **$\theta$ : ángulo de incidencia** es el ángulo que forma la normal de la superficie inclinada (el módulo) con la radiación directa del sol.

$$\begin{aligned} \cos\theta = \sin\delta \sin\phi \cos\beta - \sin\delta \cos\phi \sin\beta \cos\psi + \cos\delta \cos\phi \cos\beta \cos\omega \\ + \cos\delta \sin\phi \sin\beta \cos\psi \cos\omega + \cos\delta \sin\beta \sin\psi \sin\omega \end{aligned} \quad (A.7)$$

- **$v_{zs}$ : ángulo de zenit** es el ángulo formado por una línea vertical y la línea que une directamente al sol. Toma el valor de 0 cuando el sol se encuentra justo encima y 90 cuando está en el horizonte. Se calcula como:

$$\cos v_{zs} = \cos\phi \cos\delta \cos\omega + \sin\phi \sin\delta \quad (A.8)$$

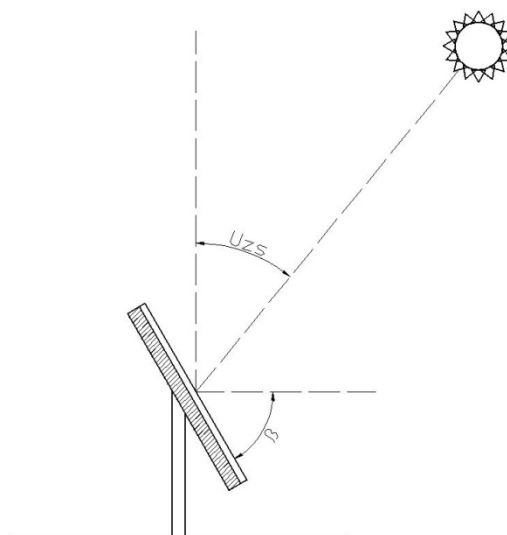


Figura 0.2 Esquema de los ángulos de inclinación y de zenit para un módulo fotovoltaico

### Cálculo de la radiación total sobre una superficie inclinada

Una vez estudiada la geometría, se puede iniciar el cálculo de la radiación sobre un plano inclinado a partir de los datos horarios de radiación horizontal terrestre.

#### Efecto de absorción

Como se explica anteriormente, la radiación solar que llega a la superficie terrestre es inferior a la extraterrestre debido a la absorción que se produce en la atmósfera. Así se define el índice de claridad  $k_t$  como el cociente entre la radiación horizontal en la superficie terrestre y la radiación horizontal extraterrestre:

$$k_t = \frac{G}{G_0} \quad (A.9)$$

con:

$G$  irradiancia global horizontal en la superficie terrestre [ $\text{kW}/\text{m}^2$ ]. Es la que se mide con el piranómetro.

$G_0$  irradiancia horizontal extraterrestre [ $\text{kW}/\text{m}^2$ ]. No es constante ya que varía a lo largo del año por la distancia variable entre la tierra y el sol

Así, se puede estimar [14] la radiación sobre una superficie normal (perpendicular a los rayos del sol) extraterrestre  $G_{0n}$  [ $\text{kW}/\text{m}^2$ ] en función del día del año  $n$  (desde 1 hasta 365) como:

$$G_{0n} = G_{sc} \left( 1 + 0,033 \cdot \cos \frac{360n}{365} \right) \quad (A.10)$$

Que transformándola para intervalos horarios  $t$  (desde 1 hasta 8760) quedaría:

$$G_{0n} = G_{sc} \left( 1 + 0,033 \cdot \cos \frac{8640t}{8760} \right) \quad (A.11)$$

donde  $G_{sc}$  es la constante solar ( $1,367 \text{ kW}/\text{m}^2$ )

De esta forma, para obtener la irradiancia horizontal extraterrestre  $G_0$  [kW/m<sup>2</sup>] no hay más que emplear:

$$G_0 = G_{0n} \cdot \cos v_{zs} \quad (A.12)$$

Sin embargo, como los ángulos de declinación y horario se han calculado para intervalos de una hora, igualmente se debe calcular la radiación horizontal extraterrestre media  $\overline{G_0}$  [kW/m<sup>2</sup>] sobre un intervalo. Así, integrando en un intervalo  $t$  se obtiene:

$$\overline{G_0} = \frac{12}{\pi} G_{0n} \left[ \cos \phi \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180^\circ} \sin \phi \sin \delta \right] \quad (A.13)$$

con  $\omega_2$  el valor del ángulo horario al final del intervalo horario y  $\omega_1$  al inicio del intervalo.

### ***Efecto de dispersión***

Además, como se explica anteriormente, en la atmósfera se produce dispersión por parte del oxígeno y el nitrógeno. Esto da lugar a que la radiación solar en la superficie terrestre  $G$  presente dos componentes: radiación directa  $G_b$ , proveniente directamente del sol sin cambio en su dirección; y radiación difusa  $G_d$ , proveniente de la atmósfera. Como se calculará la radiación para cada intervalo de una hora a lo largo del año, a partir de ahora se habla de valores medios de radiación en cada intervalo. Así:

$$\overline{G} = \overline{G_b} + \overline{G_d} \quad (A.14)$$

La fracción difusa  $\overline{G_d}$  se puede obtener [14] en función del índice de claridad  $k_t$  como:

$$\frac{\overline{G_d}}{\overline{G}} = \begin{cases} 1 - 0,09 \cdot k_t & ; \quad \text{si } k_t \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604k_t + 4,388k_t^2 - 16,638k_t^3 + 12,336k_t^4 & ; \quad \text{si } 0,22 \leq k_t \leq 0,8 \\ 0,165 & ; \quad \text{si } k_t > 0,8 \end{cases} \quad (A.15)$$

Sin embargo, si en vez de tratarse de una superficie horizontal, se debe hallar la radiación en un plano inclinado, será necesario transformar las dos componentes de la radiación sobre superficie horizontal  $\overline{G}$  (radiación directa  $\overline{G_b}$  y radiación difusa  $\overline{G_d}$ ) en sus respectivas componentes en el plano inclinado. Además, un plano inclinado recibe una tercera componente que es la radiación reflejada en el suelo  $G_r$ . Así la radiación total  $G_t$  que incide sobre un plano o módulo inclinado vendrá dado por la suma de la contribución de cada una de estas tres componentes sobre el plano inclinado.

Por otra parte, la radiación difusa se puede dividir en tres componentes: isotrópica, circunsolar y de horizonte.

Así, para obtener finalmente la radiación total en el plano inclinado del módulo fotovoltaico, se puede emplear el modelo conocido como HDKR [14] que tiene en cuenta la diferente contribución sobre el plano inclinado de la radiación directa, el efecto de las tres componentes de la radiación difusa y la radiación reflejada y se calcula como:

$$\overline{G}_t = (\overline{G}_b + \overline{G}_d A_i) R_b + \overline{G}_d (1 - A_i) \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left[ 1 + f \sin^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right] + \overline{G}_g \rho_g \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (A.16)$$

donde:

$\beta$  es la inclinación [°] de la superficie (del módulo) sobre la horizontal

$\rho_g$  es el albedo [%] (porcentaje de radiación que refleja el suelo respecto a la que incide sobre él).

$A_i$  es el índice de anisotropía que es el cociente entre la radiación directa sobre superficie horizontal  $\overline{G}_b$  y la radiación horizontal extraterrestre  $\overline{G}_o$  y que sirve para estimar la radiación difusa circumsolar:

$$A_i = \frac{\overline{G}_b}{\overline{G}_o} \quad (A.17)$$

$f$  es el factor de brillo de horizonte, en el que intervienen la radiación directa sobre superficie horizontal  $\overline{G}_b$  y la radiación total horizontal:

$$f = \sqrt{\frac{\overline{G}_b}{\overline{G}}} \quad (A.18)$$

$R_b$  es la fracción de radiación directa sobre una superficie inclinada respecto a la radiación directa sobre una superficie horizontal como:

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_{zs}} \quad (A.19)$$



## Anexo II - Distribución horaria y resultados de la estimación y análisis de la demanda del campamento de la Laguna Colorada

En este anexo se incluyen las tablas de introducción de datos y resultados de la demanda eléctrica en la laguna colorada. Se muestran las tablas con un orden y formato similar a como se emplearon en el cálculos con Excel.

Para todas las tablas, las celdas enmarcadas son celdas de introducción de datos. El resto de celdas son celdas de resultados a excepción de las que tienen texto. En la Tabla 0.1 se introducen todos los valores de los coeficientes considerados para calcular la estimación futura de la demanda eléctrica. En la Tabla 0.2 se realizan todos los cálculos correspondientes a la aplicación de los coeficientes de la Tabla 0.1 y se muestran los valores obtenidos para los veinte años siguientes al estudio inicial del proyecto. Los cálculos realizados según cada parámetro y coeficiente se mostraban en el apartado 4.2.2.

Las tablas Tabla 0.3 y Tabla 0.4 se refieren solamente al año 15 de estimación de la demanda. Tales tablas son igualmente calculadas para el año 0, el 5, el 10 y el 20 pero sólo se muestran para el año 15 que es el año que nos interesa como horizonte del proyecto. En la Tabla 0.3 se calcula la demanda real que existirá según cada categoría y cada equipo tras multiplicar la potencia de cada sistema por los factores de simultaneidad y de utilización. En la Tabla 0.4 se introduce la distribución horaria de uso de cada sistema y se calcula la demanda total y parcial de cada categoría para poder representar la curva de demanda diaria según se muestra en la Figura 0.6.

Dado que, como se explica, se han calculado también las tablas correspondientes a los años 0, 5 y 10, a continuación de las tablas se muestran las curvas de demanda diaria para cada uno de estos años para poder comparar y observar la evolución de la misma.

Tasas de crecimiento				
Años	1 a 5	6 a 10	11 a 15	16 a 20
Usuarios potenciales (%)	2	1	1	1
Índice de cobertura (%)	6			
Factor de tenencia (%)	7	6	5	5
Potencia instalada (%)	2	1	1	1
Número de puntos de luz (%)	2	1	1	1

Tabla 0.1 Valores de los coeficientes que determinan la evolución de la demanda eléctrica en el campamento de la Laguna Colorada a lo largo de los años del proyecto

Anexo II - Distribución horaria y resultados de la estimación y análisis de la demanda del campamento de la Laguna Colorada

	Años																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Categoría residencial																					
Usuarios potenciales	9	9,2	9,4	9,6	9,7	9,9	10	10	10	10	10	11	11	11	11	11	11	11	11	11	12
Índice de cobertura (%)	75	80	84	89	95	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Abonados servidos	6,8	7,3	7,9	8,5	9,2	9,9	10	10	10	10	10	11	11	11	11	11	11	11	11	11	12
Índice de tenencia (%)																					
Iluminación	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Televisión	30	32	34	37	39	42	45	47	50	53	56	59	62	65	68	72	75	79	83	87	92
Frigorífico	15	16	17	18	20	21	22	24	25	27	28	30	31	33	34	36	38	40	42	44	46
Tomas uso general	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Microondas	10	11	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	28	29	31
Ordenador	10	11	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	28	29	31
Categoría general																					
Número de usuarios	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Potencia instalada [W]																					
Laboratorios científicos (x3)	2500	2550	2601	2653	2706	2760	2788	2816	2844	2872	2901	2930	2959	2989	3019	3049	3079	3110	3141	3173	3205
Puesto de control	1200	1224	1248	1273	1299	1325	1338	1352	1365	1379	1392	1406	1420	1435	1449	1464	1478	1493	1508	1523	1538
Torre de comunicaciones	200	204	208	212	216	221	223	225	228	230	232	234	237	239	242	244	246	249	251	254	256
Posta médica	2000	2040	2081	2122	2165	2208	2230	2253	2275	2298	2321	2344	2367	2391	2415	2439	2464	2488	2513	2538	2564
Alumbrado público																					
Numero de puntos de luz	7	7,1	7,3	7,4	7,6	7,7	7,8	7,9	8	8	8,1	8,2	8,3	8,4	8,5	8,5	8,6	8,7	8,8	8,9	9

Tabla 0.2 Resultados de la aplicación de las fórmulas de evolución de la demanda según los coeficientes de la Tabla 0.1 para los 20 próximos años.

Equipos	Nº puntos o abonados	Índice de tenencia	Potencia instalada por punto o usuario [W]	Factor de utilización	Factor de simultaneidad		Demanda máxima [kW]	
					Día	Noche	Día	Noche
Categoría residencial								
Iluminación	10,98	1,00	300	0,4	0,2	1	0,263	1,317
Televisión	10,98	0,72	80	1	0,4	0,6	0,252	0,379
Frigorífico	10,98	0,36	200	0,2	1	1	0,158	0,158
Tomas uso general	10,98	1,00	1500	0,1	0,2	0,1	0,329	0,165
Microondas	10,98	0,24	800	1	0,1	0,1	0,210	0,210
Ordenador	10,98	0,24	100	1	0,4	0,2	0,105	0,053
Categoría general								
Laboratorios científicos	3	1	3048,98	0,3	0,4	0,2	1,098	0,549
Puesto de control	1	1	1463,51	0,6	1	1	0,878	0,878
Torre de comuniación	1	1	243,92	0,4	1	1	0,098	0,098
Posta médica	1	1	2439,18	0,1	1	1	0,244	0,244
Alumbrado público								
Lámpara fluorescente	8,54	1	50	1	0	1	0,000	0,427

Tabla 0.3 Valores de demanda real tras la aplicación de los factores de simultaneidad y de utilización según el sistema en cada categoría.

	Demanda máxima [kW]		Distribución horaria																							
	Día	Noche	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Categoría residencial																										
Iluminación	0,263	1,317						1,3	1,3	1,3	0,3										0,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Televisión	0,252	0,379								0,4	0,3				0,3	0,3	0,3				0,3	0,4	0,4	0,4		
Frigorífico	0,158	0,158	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Tomas uso general	0,329	0,165	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Microondas	0,210	0,210							0,2	0,2	0,2	0,2			0,2	0,2	0,2					0,2	0,2	0,2		
Ordenador	0,105	0,053									0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
Categoría general																										
Laboratorios científicos	1,098	0,549								0,5	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1				
Puesto de control	0,878	0,878									0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9			
Torre de comunicación	0,098	0,098	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Posta médica	0,244	0,244										0,2	0,2	0,2						0,2	0,2	0,2				
Alumbrado público																										
Lámpara fluorescente	0,000	0,427	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,4	0,4	0,4	0,4
	TOTAL		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	2,2	2,4	3,3	3,4	3,1	2,9	2,9	3,1	3,1	3,1	2,7	2,7	2,9	2,9	3,6	3,7	2,8	2,6	2,2
	Categoría residencial		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	1,6	1,8	2,2	1,3	0,8	0,6	0,6	1,1	1,1	1,1	0,6	0,6	0,6	0,6	1,3	2,3	2,3	2,1	1,6
	Categoría general		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,6	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	1	0,1	0,1	0,1	
	Alumbrado público		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,4	0,4	0,4	0,4

Tabla 0.4 Distribución horaria de uso de cada equipo o sistema eléctrico. Valores totales de la demanda horaria, y parciales según la categoría.

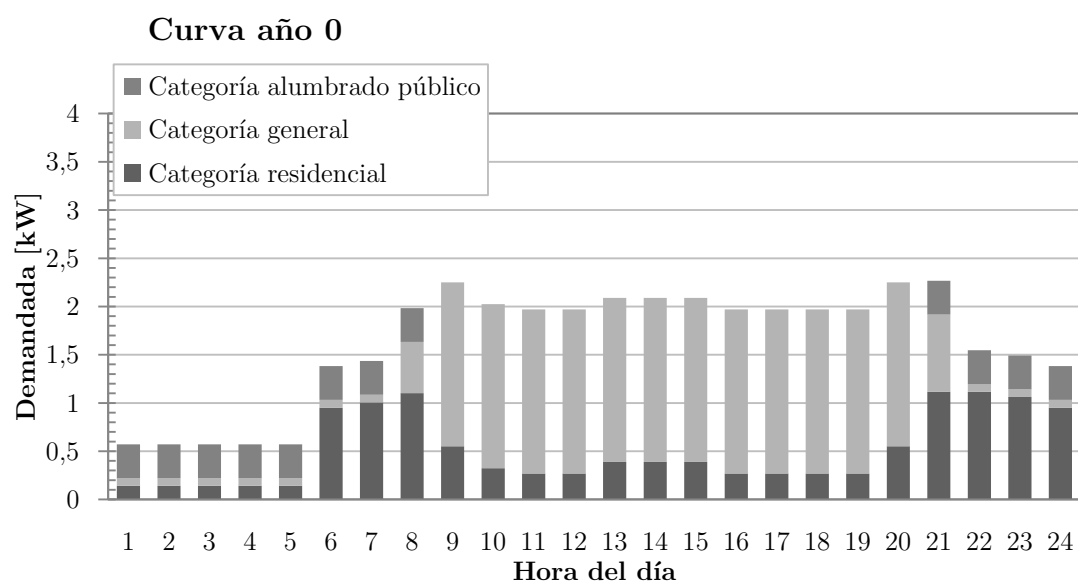


Figura 0.3 Curva de demanda total y contribución parcial de cada categoría para el año 0.

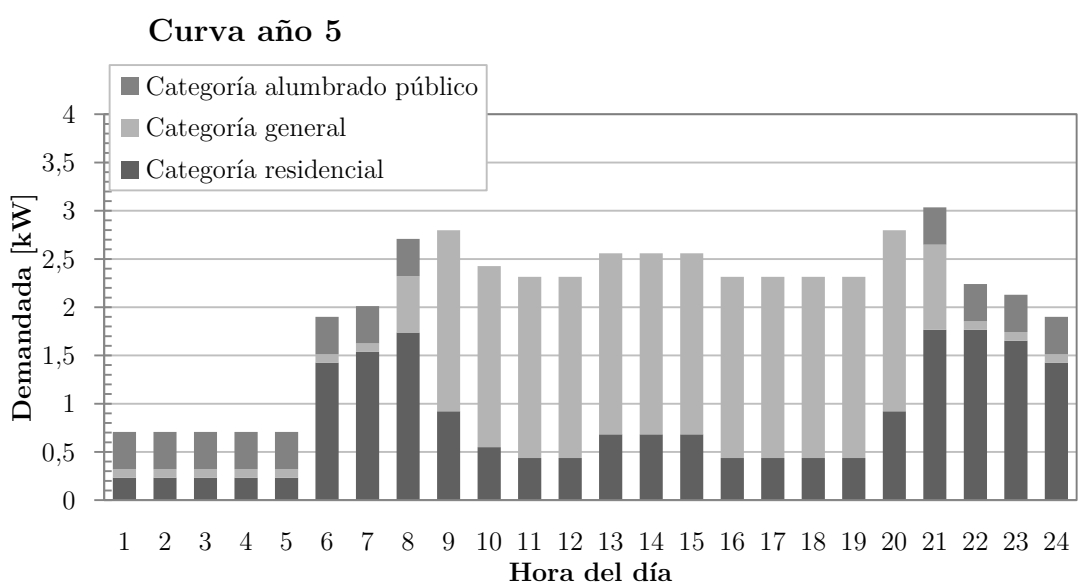


Figura 0.4 Curva de demanda total y contribución parcial de cada categoría para el año 5.

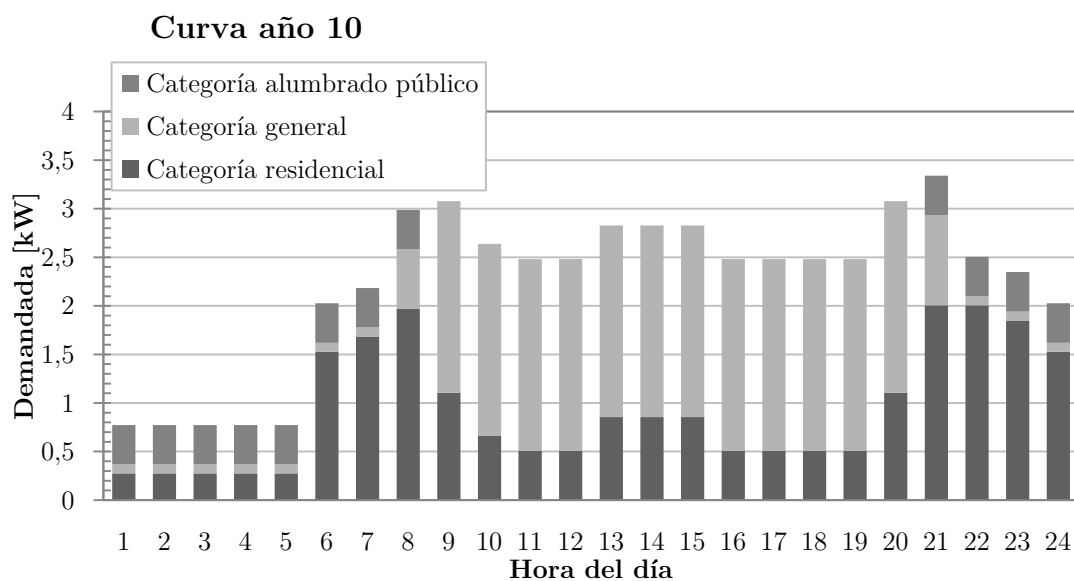


Figura 0.5 Curva de demanda total y contribución parcial de cada categoría para el año 10.

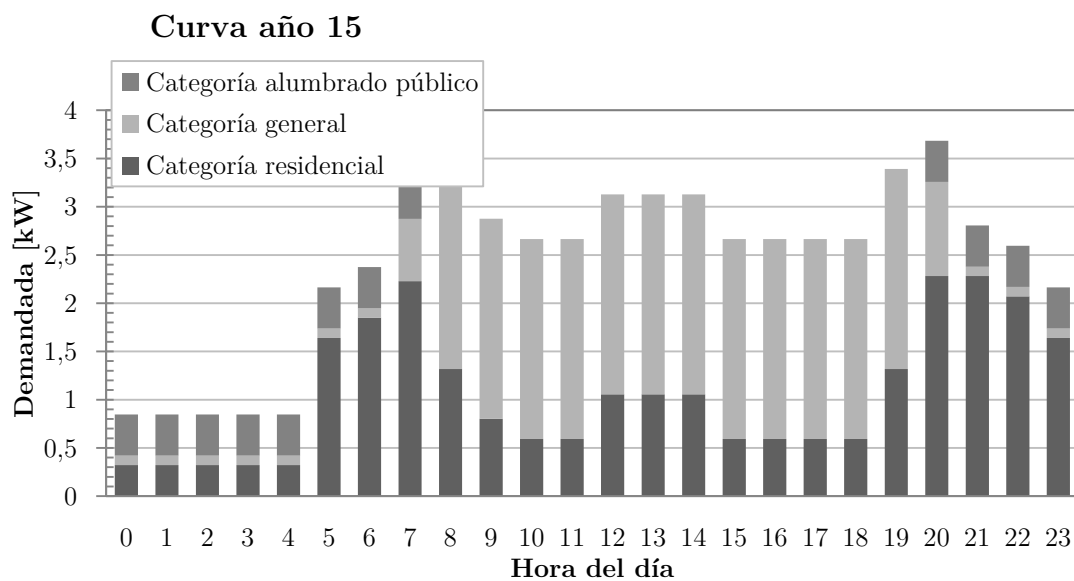


Figura 0.6 Curva de demanda total y contribución parcial de cada categoría para el año 15.

## Anexo III - Obtención de la densidad del aire en función de la altura a partir de las condiciones estándar

De acuerdo a la ecuación de los gases ideales, la densidad del aire es:

$$\rho = \frac{P}{RT} \quad (A.20)$$

donde:

$\rho$	densidad del aire [kg/m <sup>3</sup> ]
$P$	presión [Pa]
$R$	constante del gas aire [287 J/kgK]
$T$	temperatura del aire [K]

Así, para calcular la densidad para diferentes valores de presión y temperatura del aire, se emplea un ratio de densidad, es decir, la densidad real dividido por la densidad bajo condiciones estándar (nivel del mar: 0 m y 15 °C).

$$\frac{\rho}{\rho_0} = \frac{P}{P_0} \left( \frac{T_0}{T} \right) \quad (A.21)$$

donde:

$\rho$	densidad del aire en condiciones atmosféricas estándar <sup>20</sup> (1,225 kg/m <sup>3</sup> )
$P_0$	presión estándar [101325 Pa]
$T_0$	temperatura estándar [288,16 K]

Sin embargo, tanto la presión como la temperatura del aire dependen de la altitud. Hasta los 11000 m de altura, se puede considerar que la temperatura disminuye linealmente con la altitud como:

$$T = T_0 - Bz \quad (A.22)$$

con:

$B$	[0,0065 K/m]
$z$	altitud [m]

Bajo esta simplificación de la temperatura, se puede considerar también que la presión depende de la altitud como:

$$P = P_0 \left( 1 - \frac{Bz}{T_0} \right)^{g/RB} \quad (A.23)$$

con  $g$  la aceleración de la gravedad [9,81 m/s<sup>2</sup>]

---

<sup>20</sup> Condiciones atmosféricas estándar son una presión de 101,325 kPa y una temperatura de 288,16 K.

De esta forma, usando las ecuaciones (A.23) y (A.22), y sustituyéndolas en la ecuación (A.21) se obtiene que el ratio de densidad es:

$$\frac{\rho}{\rho_0} = \left(1 - \frac{Bz}{T_0}\right)^{g/_{RB}} \left(\frac{T_0}{T_0 - Bz}\right) \quad (A.24)$$

Por tanto, asumiendo las simplificaciones mostradas en la ecuación (A.23) y en la ecuación (A.22), se obtiene que la densidad del aire depende únicamente de la altitud del terreno,  $z$ .



## Anexo IV - Cálculos de la producción energética eólica para la selección del aerogenerador

Las principales características de los cuatro aerogeneradores disponibles que se van a estudiar se muestran en la siguiente tabla:

	Air X	Whisper100	Whisper200	Whisper500
Pot <sub>N</sub> (potencia nominal)[W]	400	900	1000	3000
C <sub>GE</sub> (coste adquisición) [€]	882	2967	3935	10165
d <sub>r</sub> (diámetro del rotor) [m]	1,15	2,1	2,7	4,5

*Tabla 0.5 Resumen de la potencia nominal, coste y diámetro de los cuatro aerogeneradores estudiados para la selección.*

En este estudio se va a determinar la producción energética anual de cada uno de los cuatro aerogeneradores. Dado el coste inicial de cada turbina (de adquisición), considerando una vida útil semejante para las cuatro, y obviando tasas de interés y costes de instalación y mantenimiento que se consideran similares para las cuatro, se calcula el coste por kWh generado en un año. Es decir, se divide el coste de adquisición de cada turbina entre la energía que genera en un año. Aquella que de un costo menor por kWh será la que se considere mejor para implementar el sistema. Es importante remarcar que el coste de la energía hallado de esta manera, no es el coste exacto real de producción de energía, sino que es simplemente un parámetro aproximado que se empleará para seleccionar la mejor alternativa.

Así, dada la distribución frecuencial de la velocidad del viento a la cual se ha ajustado una distribución Weibull (véase capítulo 4.3.4.1) con parámetros  $k=1,48$  y  $c=6,76$ , se tiene la función densidad de probabilidad  $f(v)$ , la cual indica la probabilidad con la que se produce un viento con velocidad igual a aquellas que caen dentro de cada intervalo de velocidad. (En la Tabla 0.6 se muestran todas las variables calculadas según las fórmulas siguientes para el aerogenerador finalmente seleccionado: el Whisper 500).

Por otra parte, dadas las curvas de potencia de cada aerogenerador (proporcionadas por el fabricante), se tiene la potencia que genera el aerogenerador para cada velocidad. Sin embargo, la curva proporcionada por el fabricante es para unas condiciones estándar que suponen una densidad de aire muy diferente a la existente a 4335m de altura como se ha visto en el capítulo 4.3.4.1. Por tanto, dado que el fabricante no ofrece la curva de potencia para diferentes densidades hace falta realizar una corrección aproximada de la curva dada en condiciones estándar mediante el ratio de densidad obtenido en el apartado 4.3.4.1.

$$Pot_{e4335}(v) = Pot_{e0}(v) \cdot \frac{\rho}{\rho_0} = Pot_{e0}(v) \cdot 0,645 \quad (A.25)$$

Así, dada la distribución frecuencial y la curva de potencia a 4335 m para las diferentes velocidades, ya se pueden calcular las diferentes variables que se usan para seleccionar el aerogenerador más adecuado.

Se halla la potencia del viento en W para cada intervalo de 1 m/s como en la ecuación (4.11) ( $Pot_v(v) = \frac{1}{2} \rho A v^3$ ) y a continuación se halla la densidad o potencialidad energética del viento para cada intervalo según la ecuación (4.12)  $\frac{D_{viento}(v)}{A} = \frac{Pot_v(v)}{A} \cdot f(v) = \frac{1}{2} \rho v^3 \cdot f(v)$  con la salvedad que en esta ocasión es preciso considerar el área barrida por cada aerogenerador, por lo que el área A queda en el miembro de la derecha de la igualdad, obteniéndose la densidad en W.

Al igual que la densidad (o potencialidad) energética del viento, se calcula para cada intervalo de velocidad la densidad o potencialidad eléctrica en bornes del generador como:

$$D_{eléc}(v) = Pot_{e4335}(v) \cdot f(v) \quad (A.26)$$

Finalmente se halla el coeficiente de potencia  $C_p$  para cada intervalo. El coeficiente de potencia indica la eficiencia con la que el aerogenerador convierte la potencia del viento en potencia eléctrica para cada intervalo de velocidad. Se calcula como:

$$C_p(v) = \frac{Pot_{4335}(v)}{Pot(v)} \quad (A.27)$$

A continuación se muestra una tabla con todos los cálculos de estas variables para el régimen de vientos de la Laguna Colorada y el aerogenerador Whisper 500. Las mismas tablas se obtuvieron para los otros tres aerogeneradores restantes.

Anexo IV - Cálculos de la producción energética eólica para la selección del aerogenerador

Datos aerogenerador	Nombre aerogenerador	Whisper 500
	Potencia nominal [kW]	3
	Precio (€)	10165
	Diámetro del generador [m]	4,5
Datos viento	Weibull k	1,48
	Densidad del aire [kg/m <sup>3</sup> ]	0,79
	Diámetro del generador [m]	4,5
	Weibull c	6,76

PDF			CDF	Potencia			Potencialidad			Eficiencia
v [m/s]	v [m/s]	f (v) (%)	F(v)	Pot. eléctrica (curva del generador a 0m) [kW]	Pot. eléctrica (curva del generador a 4335m) [kW]	Pot. Del viento [kW]	Potencialidad eléctrica en bornes del generador [W]	Potencialidad energética del viento [W]	Potencialidad energética del viento por ud. Área [W/m <sup>2</sup> ]	CP
0	1	5,434	0,0573992	0,000	0,000	0,006282204	0	0,341374941	0,0214643	0
1	2	9,429	0,1520159	0,000	0,000	0,050257628	0	4,738791789	0,2979564	0
2	3	10,856	0,2595387	0,000	0,000	0,169619496	0	18,4138925	1,1577924	0
3	4	11,096	0,3686962	0,272	0,175	0,402061028	19,46374269	44,61269165	2,8050688	43,62826356
4	5	10,708	0,4726878	0,550	0,355	0,785275445	37,98062041	84,08729464	5,287075	45,16808463
5	6	9,692	0,5675076	0,878	0,566	1,356955969	54,87808196	131,5161725	8,2692144	41,7272499
6	7	8,47	0,6511068	1,259	0,812	2,154795821	68,77017714	182,511206	11,4755795	37,67997519
7	8	7,146	0,7228164	1,696	1,094	3,216488222	78,15915624	229,8502484	14,4520704	34,0043819
8	9	6,05	0,7829044	2,176	1,403	4,579726395	84,89952653	277,0734469	17,4212775	30,64152393
9	10	4,578	0,832231	2,666	1,719	6,282203559	78,70946057	287,599279	18,0831	27,3677531

Anexo IV - Cálculos de la producción energética eólica para la selección del aerogenerador

10	11	3,938	0,8719849	3,065	1,977	8,361612938	77,8389902	329,2803175	20,7038381	23,63912632
11	12	3,025	0,9034913	3,281	2,116	10,85564775	64,00628367	328,3833445	20,64744	19,49133071
12	13	2,34	0,9280783	3,326	2,145	13,80200122	50,19137633	322,9668286	20,306871	15,5407218
13	14	1,838	0,9469914	3,261	2,103	17,23836657	38,65336506	316,8411775	19,9217144	12,19960277
14	15	1,438	0,9613448	3,128	2,017	21,20243701	29,00792294	304,8910443	19,1703375	9,51419318
15	16	1,027	0,9720998	2,957	1,907	25,73190578	19,58451273	264,2666724	16,6160384	7,410890129
16	17	0,822	0,9800615	2,769	1,786	30,86446609	14,67863853	253,7059112	15,9520197	5,785690392
17	18	0,548	0,9858878	2,561	1,652	36,63781116	9,050678531	200,7752052	12,6239472	4,507866658
18	19	0,388	0,9901044	2,328	1,501	43,08963421	5,825131102	167,1877808	10,5121034	3,484184715
19	20	0,4	0,9931239	2,076	1,339	50,25762848	5,355232653	201,0305139	12,64	2,663890446
20	21	0,194	0,9952641	1,761	1,136	58,17948716	2,203190694	112,8682051	7,0967043	1,952002951
21	22	0,183	0,9967662	1,447	0,933	66,8929035	1,707696245	122,4140134	7,6969068	1,395016957
22	23	0,091	0,9978103	1,132	0,730	76,43557071	0,664322286	69,55636934	4,37342815	0,955084764
23	24	0,068	0,9985295	0,817	0,527	86,84518201	0,35827951	59,05472376	3,7131264	0,606690689
24	25	0,103	0,9990204	0,515	0,332	98,15943062	0,342086122	101,1042135	6,35703125	0,338350016
25	26	0,046	0,9993525	0,215	0,139	110,4160098	0,063780408	50,79136449	3,1935592	0,125573331

Tabla 0.6 Valores de frecuencia del viento, curva de potencia eléctrica del generador, potencia del viento, potencialidades del viento y en bornes del aerogenerador y coeficiente de potencia para diferentes velocidades consideradas en intervalos de 1 m/s. Todos los valores en cursiva son valores introducidos en la tabla. Los valores sin cursiva son calculados a partir de los introducidos.

Los resultados gráficos para los 4 aerogeneradores se muestran a continuación:

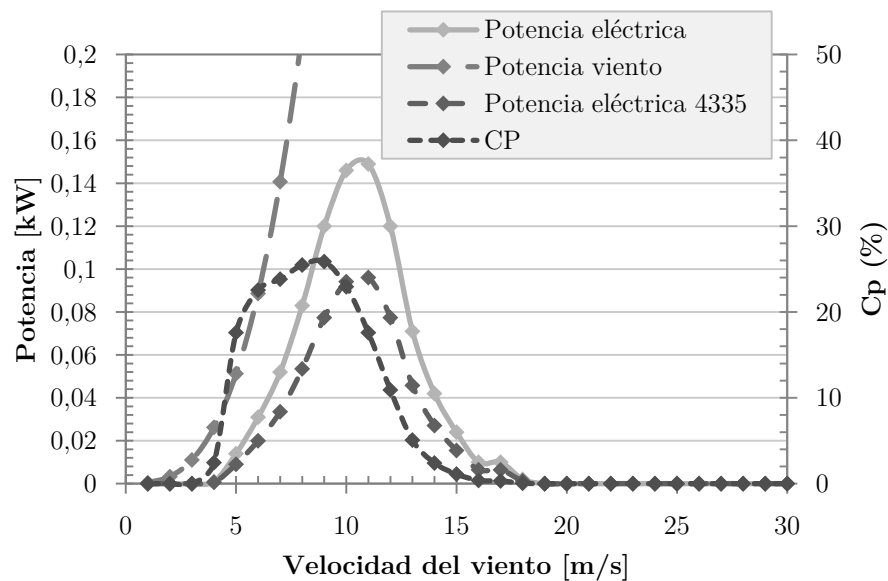


Figura 0.7 Curvas características del aerogenerador AirX.

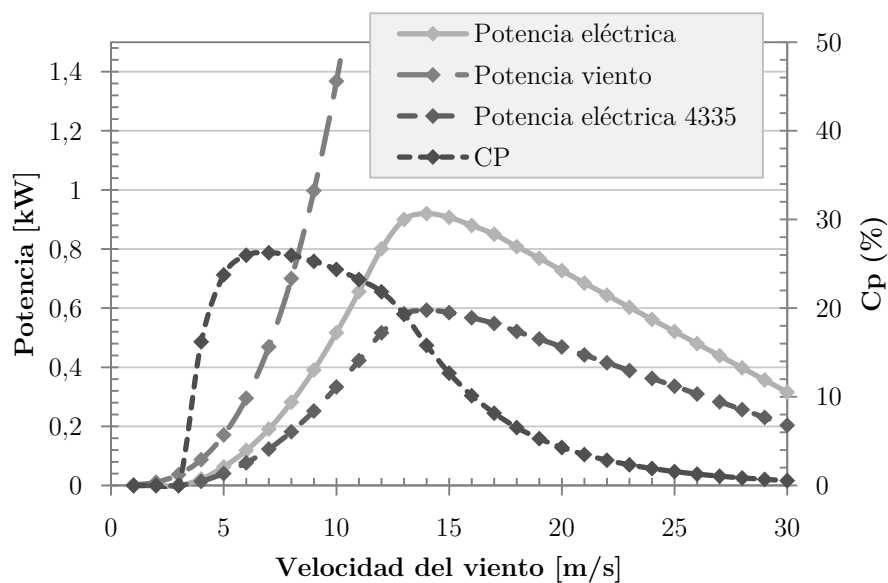


Figura 0.8 Curvas características del aerogenerador Whisper 100.

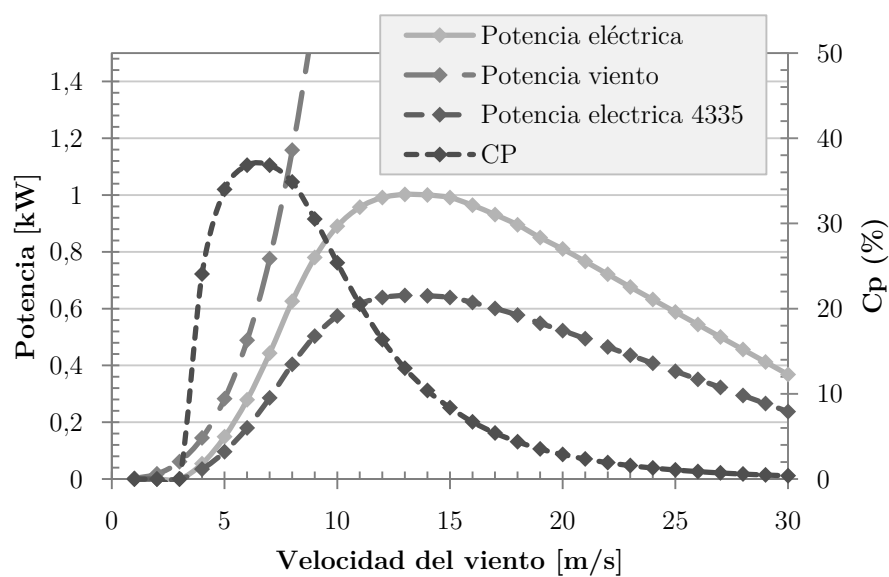


Figura 0.9 Curvas características del aerogenerador Whisper 200.

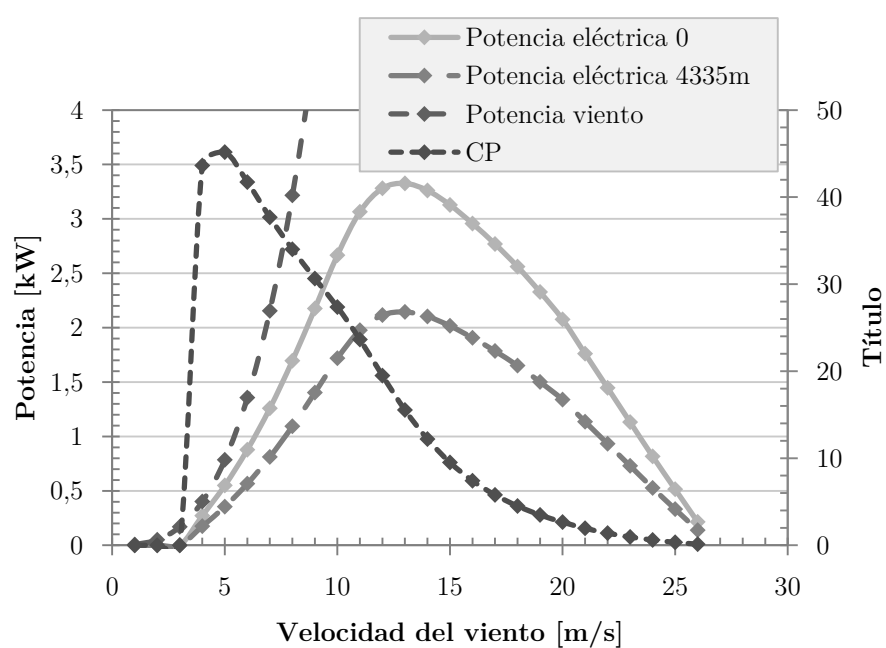


Figura 0.10 Curvas características del aerogenerador Whisper 500.

Dados los resultados para los cuatro aerogeneradores, se representa a continuación el  $C_p(v)$  y la  $D_{el\acute{e}ct}(v)$  para poder compararlos:

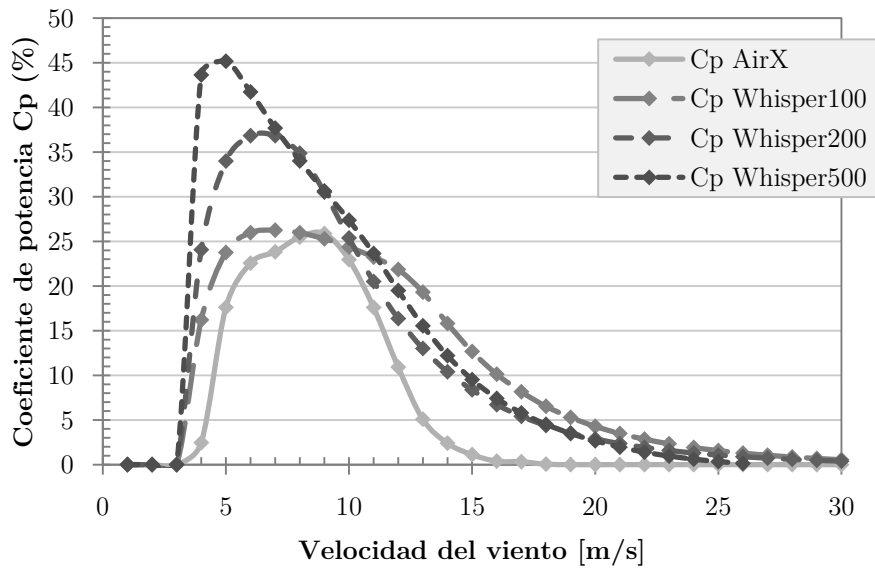


Figura 0.11 Curvas del coeficiente de potencia  $C_p$  para los diferentes aerogeneradores estudiados.

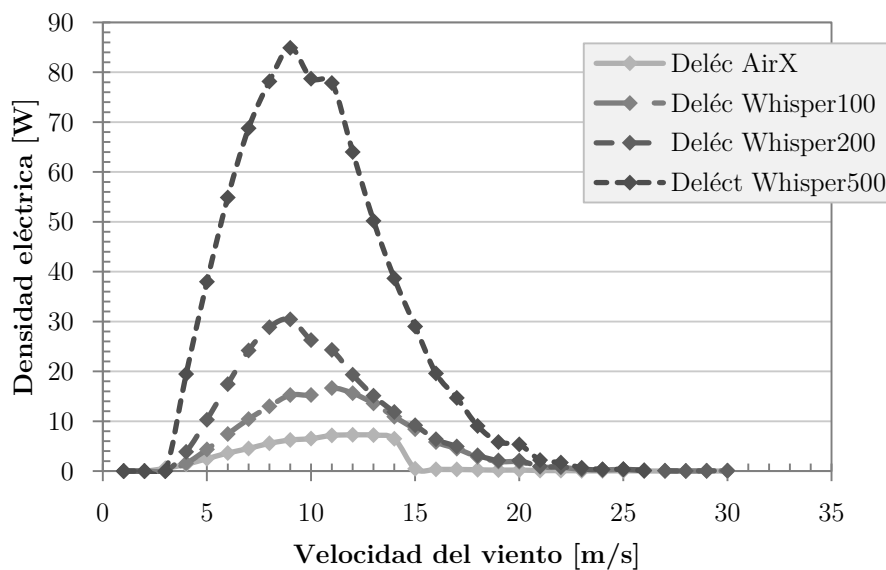


Figura 0.12 Curvas de la densidad o potencialidad eléctrica en la Laguna Colorada para los diferentes aerogeneradores estudiados

Según el  $C_p$  se observa que es el aerogenerador más grande, el Whisper500, el que tiene valores del coeficiente de potencia más elevado. Sin embargo no basta con reducirse al  $C_p$  para seleccionar la turbina más adecuada, pues el  $C_p$  calculado de esta forma no se está teniendo en cuenta la densidad energética para cada intervalo de velocidad y por tanto no da una idea clara de la energía cosechada por el aerogenerador en ese emplazamiento. Así, se calcula la producción eléctrica anual de cada aerogenerador calculando la potencia eléctrica media anual, al igual que se hizo en la ecuación (3.12) con la potencia media del viento:

$$\overline{Pot}_{e4335} = \sum_{v=0}^{v=v_{max}} D_{elec}(v) = \sum_{v=0}^{v=v_{max}} Pot_{e4335}(v) \cdot f(v) \quad (A.28)$$

Además se calculan los siguientes parámetros:

Parámetro	Abreviación y unidades	Fórmula de cálculo
Energía eléctrica anual	$E_e$ [kWh/año]	$E_e = \overline{Pot}_{e4335} \cdot \frac{8760}{1000}$
Energía del viento anual	$E_v$ [kWh/año]	$E_v = \overline{Pot}_v \cdot \frac{8760}{1000}$
Horas equivalentes	$H_{eq}$ [horas]	$H_{eq} = \frac{E_e}{Pot_N}$
Coficiente de potencia medio	$\overline{C_p}$ (%)	$\overline{C_p} = \frac{\overline{Pot}_{e4335}}{\overline{Pot}_v}$
Coficiente de potencia máximo	$C_{pmax}$ (%)	$C_{pmax} = \max\{C_p(v)\}$
Rendimiento	$\bar{\eta}$ (%)	$\bar{\eta} = \frac{\overline{C_p}}{0,593}$
Coste de la energía	$C_{en}$ [€/kWh]	$C_{en} = \frac{E_e}{C_{ad}}$

Tabla 0.7 Parámetros calculados y fórmulas empleadas para la selección del aerogenerador

Todos los resultados para cada aerogenerador se recogen en la siguiente tabla:

	Air X	Whisper100	Whisper200	Whisper500
$\overline{Pot}_{e4335}$ [W]	26,68	152,40	243,13	742,39
$\overline{Pot}_v$ [W]	300,57	1002,30	1656,86	4602,38
$E_e$ [kWh/año]	233,69	1335,07	2129,83	6503,36
$E_v$ [kWh/año]	2633,04	8780,12	14 514,07	40 316,87
$H_{eq}$ [horas]	584,22	1483,41	2129,83	2167,79
$\overline{C_p}$ (%)	8,88	15,21	14,67	16,13
$C_{pmax}$ (%)	25,87	26,25	36,83	45,17
$\bar{\eta}$ (%)	14,97	25,64	24,75	27,20
$C_{en}$ [€/kWh]	3,77	2,22	1,85	1,56

Tabla 0.8 Valores de los diferentes parámetros empleados para la selección del aerogenerador



## Anexo V - Informe de HOMER de los resultados de la alternativa seleccionada

En este anexo se presenta un informe general de los parámetros más importantes del sistema seleccionado para la instalación de generación eléctrica de la Laguna Colorada: el sistema aislado híbrido eólico-fotovoltaico-diesel. Este informe se puede obtener directamente del programa de simulación HOMER y se ha procurado presentarlo en este anexo manteniendo el formato y todos los valores que en él se incluyen.

### Sensitivity case

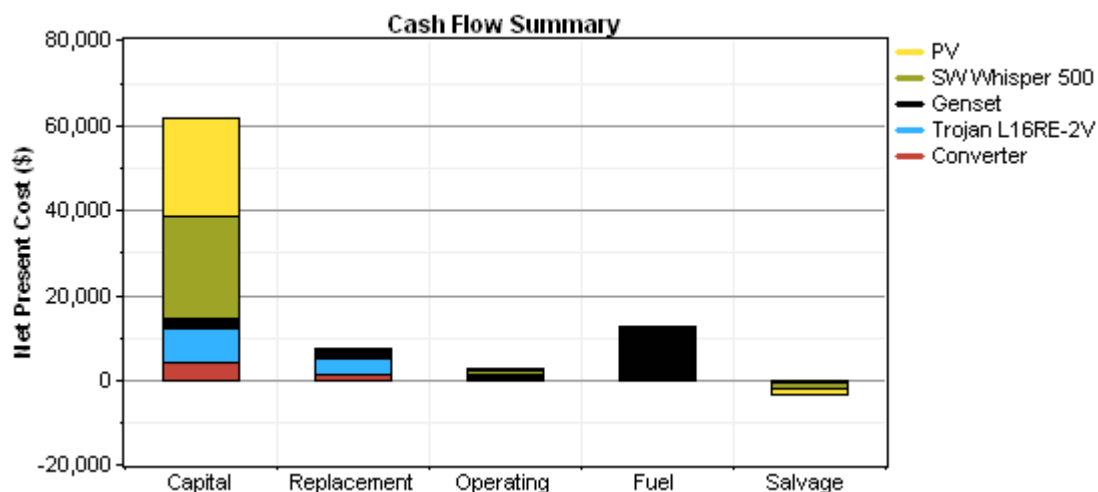
Diesel Price: 0.75 \$/L

### System architecture

PV Array	5.13 kW
Wind turbine	2 SW Whisper 500
Genset	6.5 kW
Battery	24 Trojan L16RE-2V
Inverter	6 kW
Rectifier	6 kW
Dispatch strategy	Load Following

### Cost summary

Total net present cost	\$ 80,714
Levelized cost of energy	\$ 0.440/kWh
Operating cost	\$ 2,283/yr



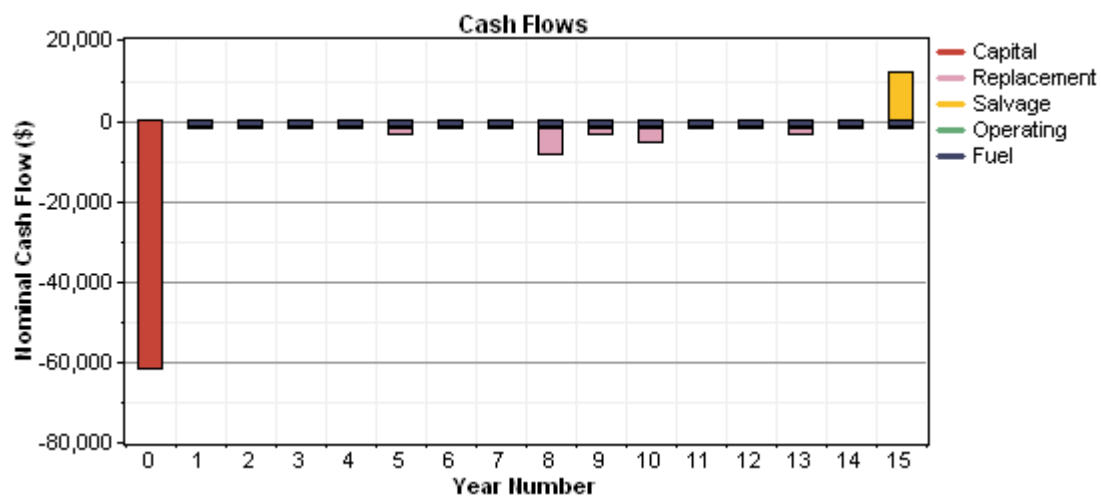
#### Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	23,125	0	415	0	-1,309	22,231
SW Whisper 500	24,396	0	830	0	-1,495	23,731
Genset	2,340	2,376	1,122	12,702	-168	18,372
Trojan L16RE-2V	7,944	3,511	140	0	-140	11,454
Converter	3,952	1,457	0	0	-484	4,924
System	61,757	7,345	2,507	12,702	-3,597	80,714

#### Annualized Costs

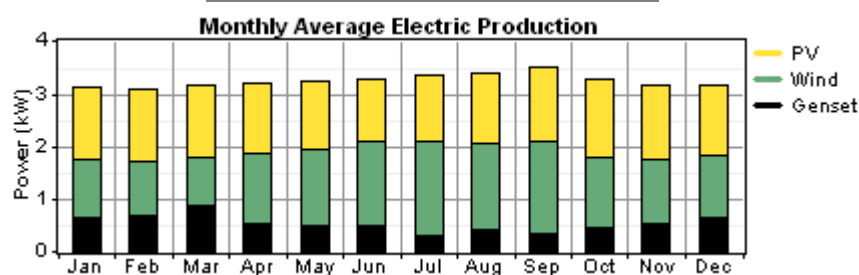
Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)
PV	2,785	0	50	0	-158	2,677
SW Whisper 500	2,938	0	100	0	-180	2,858
Genset	282	286	135	1,530	-20	2,212
Trojan L16RE-2V	957	423	17	0	-17	1,379

Converter	476	175	0	0	-58	593
System	7,437	884	302	1,530	-433	9,720



Electrical

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	11,817	42%
Wind turbines	11,970	42%
Genset	4,644	16%
Total	28,431	100%



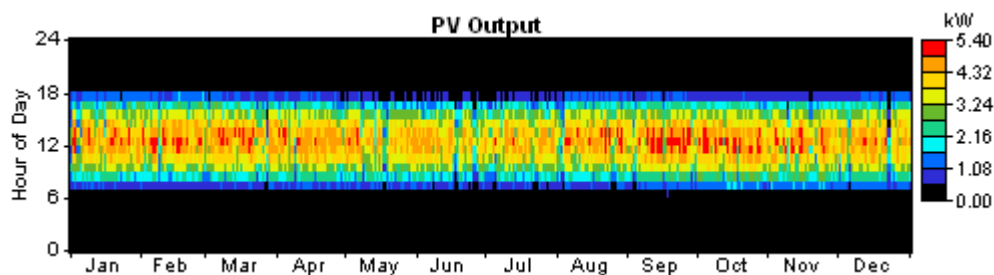
Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	22,082	100%

Total	22,082	100%
-------	--------	------

Quantity	Value	Units
Excess electricity	922	kWh/yr
Unmet load	0.0000710	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.837	

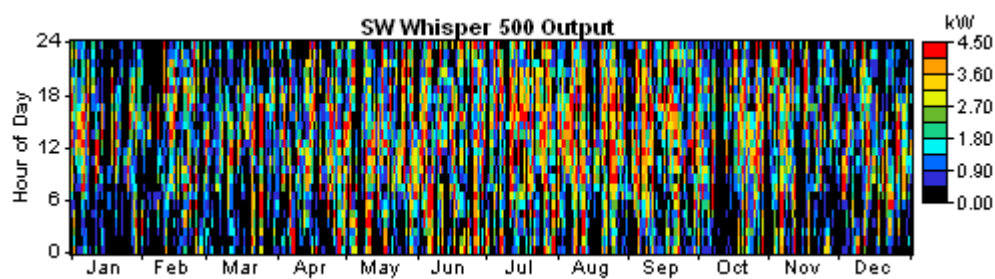
PV

Quantity	Value	Units
Rated capacity	5.13	kW
Mean output	1.35	kW
Mean output	32.4	kWh/d
Capacity factor	26.3	%
Total production	11,817	kWh/yr
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	5.38	kW
PV penetration	53.5	%
Hours of operation	4,355	hr/yr
Levelized cost	0.227	\$/kWh



CC Wind Turbine: SW Whisper 500

Variable	Value	Units
Total rated capacity	6.00	kW
Mean output	1.37	kW
Capacity factor	22.8	%
Total production	11,970	kWh/yr
Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	4.29	kW
Wind penetration	54.2	%
Hours of operation	6,516	hr/yr
Levelized cost	0.239	\$/kWh



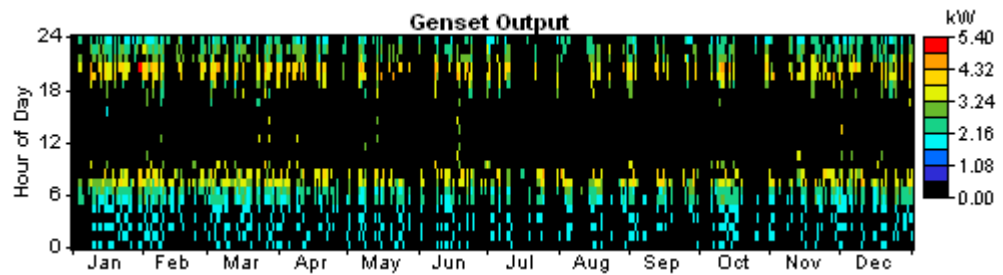
Genset

Quantity	Value	Units
----------	-------	-------

Hours of operation	1,689	hr/yr
Number of starts	760	starts/yr
Operational life	4.14	yr
Capacity factor	8.16	%
Fixed generation cost	0.684	\$/hr
Marginal generation cost	0.188	\$/kWhyr

Quantity	Value	Units
Electrical production	4,644	kWh/yr
Mean electrical output	2.75	kW
Min. electrical output	1.95	kW
Max. electrical output	5.05	kW

Quantity	Value	Units
Fuel consumption	2,039	L/yr
Specific fuel consumption	0.439	L/kWh
Fuel energy input	20,068	kWh/yr
Mean electrical efficiency	23.1	%

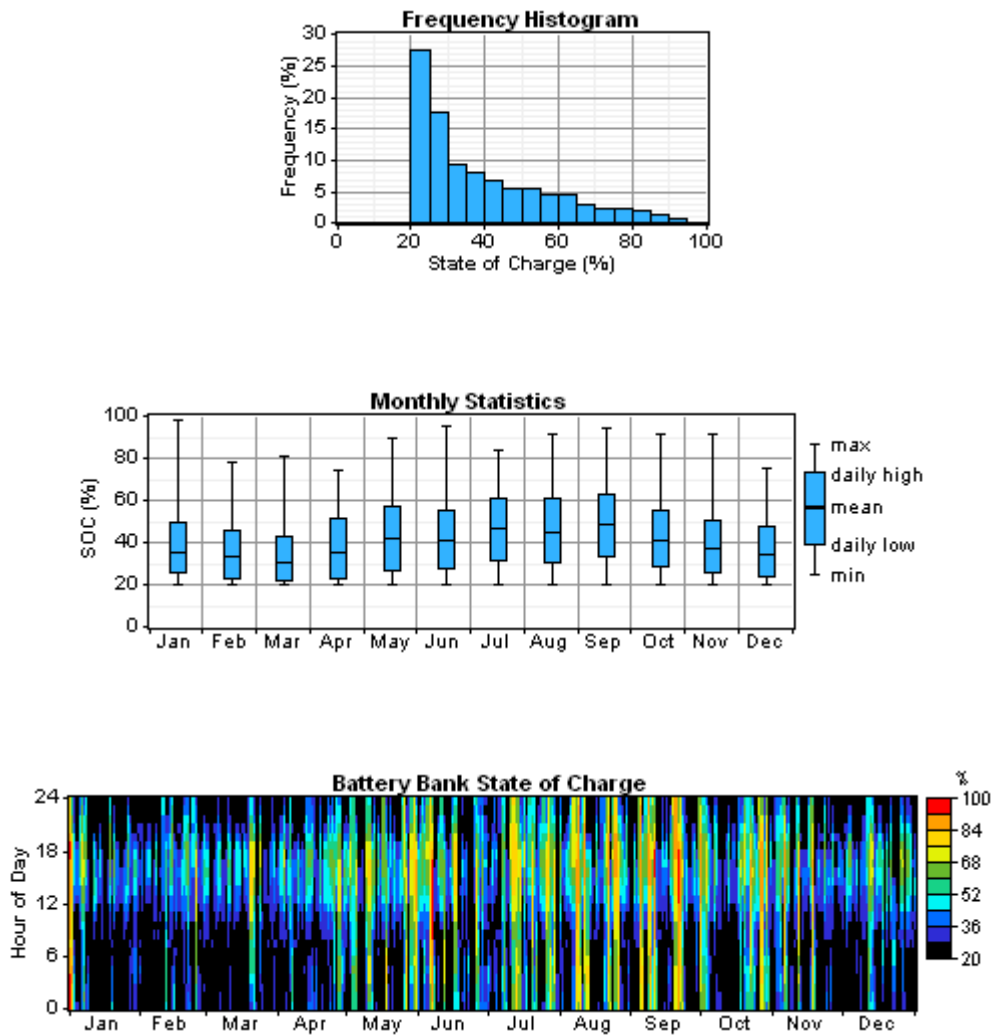


Battery

Quantity	Value
String size	12
Strings in parallel	2
Batteries	24
Bus voltage (V)	24

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	53.3	kWh
Usable nominal capacity	42.6	kWh
Autonomy	16.9	hr
Lifetime throughput	49,294	kWh
Battery wear cost	0.146	\$/kWh
Average energy cost	0.000	\$/kWh

Quantity	Value	Units
Energy in	6,821	kWh/yr
Energy out	5,841	kWh/yr
Storage depletion	41.8	kWh/yr
Losses	938	kWh/yr
Annual throughput	6,336	kWh/yr
Expected life	7.78	yr



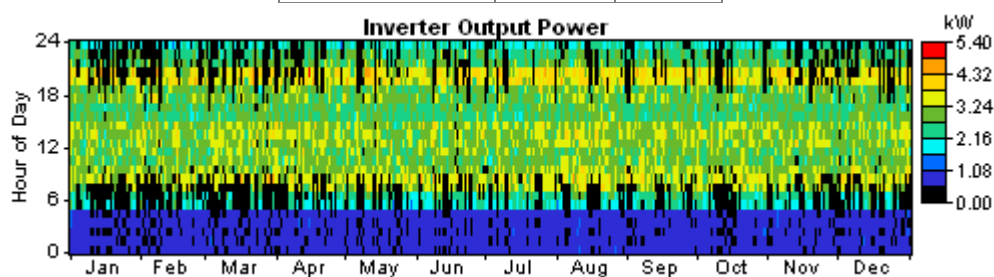
Converter

Quantity	Inverter	Units
Capacity	6.00	kW
Mean output	2.03	kW
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	5.06	kW
Capacity factor	33.8	%

Quantity	Inverter	Units
Hours of operation	7,071	hrs/yr

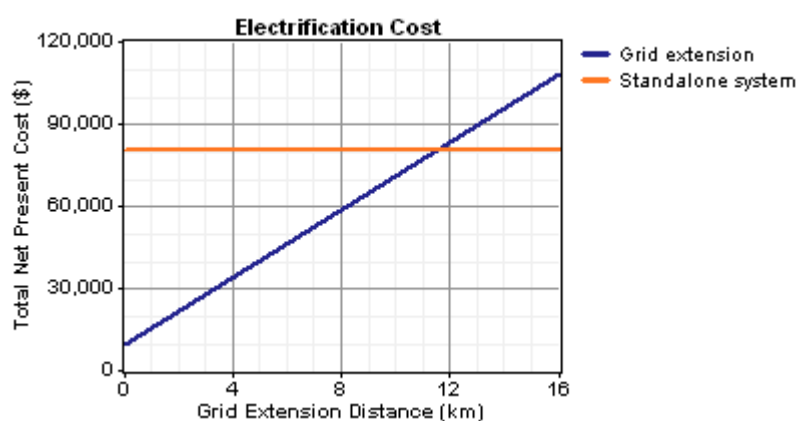


Energy in	22,235	kWh/yr
Energy out	17,788	kWh/yr
Losses	4,447	kWh/yr



## Grid Extension

Breakeven grid extension distance: 11.5 km



## Emissions

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	5,370
Carbon monoxide	13.3
Unburned hydrocarbons	1.47
Particulate matter	0.999
Sulfur dioxide	10.8
Nitrogen oxides	118



## Anexo VI - Diseño y cálculo de los conductores de distribución eléctrica

Los conductores de distribución eléctrica deberán cumplir al menos dos criterios principales que determinarán la sección necesaria del conductor a emplear:

- Criterio de máxima caída de tensión admisible
- Criterio térmico

El primer criterio se empleará para calcular la sección del cable y seleccionar uno entre los conductores comerciales. A continuación se comprobará si el conductor comercial seleccionado cumple el criterio térmico. Si no lo cumple, habrá que rehacer el proceso y seleccionar un nuevo cable comercial que sí lo cumpla.

### Conductores CA

#### *Criterio de máxima caída de tensión admisible*

Se van a calcular las secciones necesarias de los conductores CA, los correspondientes a la distribución eléctrica desde el inversor hasta el punto de consumo para el sistema de generación y distribución propuestos.

Se considera inadmisibles una caída de tensión superior al 5% respecto a la tensión nominal. Es decir que la tensión al final del conductor de distribución no tiene que ser inferior al 95% de la tensión nominal del inversor situado junto a las baterías (la fuente de tensión). Así:

$$\Delta u(\%) = \frac{(u_1 - u_2) \cdot 100}{u_1} \leq 5\% \quad (A.29)$$

siendo:

$u_1$	tensión nominal (en bornes del inversor)
$u_2$	tensión de consumición (la que tienen los usuarios)

Esta diferencia de tensiones entre los extremos del conductor se calcula como (para todo el cálculo se considera una carga resistiva pura):

$$u_1 - u_2 = I \cdot R \quad (A.30)$$

con:

$I$	corriente que circula por el conductor [A]
$R$	resistencia del conductor calculada como:

$$R = \frac{\rho \cdot l}{s} \quad (A.31)$$

donde:

$\rho$	resistividad del cable y se puede expresar también como el inverso de la conductividad $\chi$ . La conductividad del cobre es aproximadamente $56 \text{ m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$
$l$	longitud total del conductor que será 2 veces la distancia que separa el punto de generación de el de consumo.
$s$	sección del conductor [ $\text{mm}^2$ ]

Sustituyendo la ecuación (A.31) en la (A.30) y despejando  $s$  se obtiene:

$$s = \frac{l \cdot I}{\chi \cdot (u_1 - u_2)} \quad (A.32)$$

Además la corriente se puede expresar en función de la potencia demandada y la tensión en el extremo del usuario como:  $I = \frac{P}{u_2}$

Sustituyendo en (A.33) queda:

$$s = \frac{l \cdot P}{\chi \cdot (u_1 - u_2) \cdot u_2} \quad (A.33)$$

De esta forma, conocida la potencia demandada se puede obtener la sección necesaria para una caída de tensión máxima del 5%.

Ahora, para el caso concreto de la instalación, se va a calcular  $s$  para el caso más desfavorable a lo largo del año que es el pico de potencia anual. Dado el esquema de distribución de la Figura 8.1 con los distintos puntos de consumo, se podría emplear un mismo cable con igual sección para todos los tramos de distribución. Sin embargo, se puede obtener una solución mejor calculando secciones diferentes para cada tramo ya que la potencia demandada será cada vez menor a medida que nos alejamos del punto de generación y se suceden los puntos de consumo. Por tanto a medida que nos alejamos la sección del conductor necesaria también será menor.

Como se ha dicho la caída de tensión máxima permisible es del 5%. Siendo  $u_1 = 230\text{V}$  (tensión de salida del inversor), sustituyendo en (A.29) se obtiene:

$$u_2 \geq 218,5 \text{ V}$$

Por tanto las secciones tendrán que ser tales que la tensión en los puntos de consumo A y D (los más desfavorables) cumplan esta restricción.

### **Tramo O-A**

Sustituyendo en la ecuación (A.33) con:

La distancia O-A es de 126m por lo que  $l = 2 \cdot 126 = 252\text{m}$ .

$P$  se toma la demanda de potencia máxima anual.

$U_1 = 230V$  y  $U_2 = 218,5V$

X la conductividad del cobre =  $56 \text{ m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$

Se obtiene un valor de  $s = 2,48 \text{ mm}^2$ .

Ahora se puede realizar la selección comercial de un cable con un conductor de sección igual o superior a  $2,48 \text{ mm}^2$  y que sea flexible y resistente a las condiciones meteorológicas exteriores (lluvia y rayos UV). Para ello se busca una empresa que tenga alcance internacional para que pueda obtenerse en Bolivia. Por ejemplo la empresa Prysmian.

Entre los conductores aptos para acometida, que sean resistentes al agua y a los rayos UV y que sean flexibles está el “Retenax Flex” que presenta numerosas secciones a elegir. (Véase la hoja de características en el Anexo VII).

La sección comercial más cercana y mayor a  $2,48 \text{ mm}^2$  es  $2,5 \text{ mm}^2$ . Sin embargo adentrándose en las hojas de características, se observa que la conductividad de este cable de cobre no es exactamente  $56 \text{ m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$  sino  $50,1 \text{ m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$ . Esto lleva a recalcular la sección y a obtener un valor de  $2,77 \text{ mm}^2$ . Por tanto ahora el cable anterior no es suficiente para nuestros requerimientos y hay que seleccionar el cable de siguiente sección:  $4 \text{ mm}^2$ . Comprobamos si con el nuevo cable y la nueva conductividad ( $50,5 \text{ m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$ ) se cumple el criterio. En este caso se obtiene un valor de sección de  $2,75 \text{ mm}^2$  por lo que el cable seleccionado es apto.

### ***Tramo O-D***

Para el cálculo del tramo de distribución O-D se va a tener la misma consideración de que la caída de tensión al final, en el punto D, no sea superior al 5%. Sin embargo, dado que este conductor está compuesto por otros puntos de consumo intermedios (el B y el C) se van a considerar secciones diferentes según los tramos O-B, B-C y C-D ya que cada uno de ellos presentará potencias pico demandadas diferentes y menores a medida que nos acercamos a D.

Para el cálculo de cada tramo se procede igual que con el tramo antes calculado O-A. La caída de tensión de cada tramo se calcula de forma iterativa de tal forma que en el punto D la tensión no sea inferior a  $218,5 \text{ V}$  y tal que para cada tramo se pueda seleccionar un cable comercial con la sección lo más próxima posible a la calculada. Así se consigue optimizar al máximo la sección del cableado O-D.

Los cables comerciales se seleccionan con los mismos criterios que el tramo O-A. Se seleccionan sobre el catálogo de la empresa Prysmian.

Los resultados indican que son óptimas las siguientes secciones, caída de tensión y modelos de cable para cada tramo:

Tramo	Distancia	Caída de tensión (%)	Sección [ $\text{mm}^2$ ]	Modelo de cable	Sección del cable comercial [ $\text{mm}^2$ ]
O-A	126	5	2,75	Retenax Flex Iristech	4

<b>O-B</b>	148	1,9	24,28	<b>Retenax Flex Iristech</b>	25
<b>B-C</b>	104	1,35	15,57	<b>Retenax Flex Iristech</b>	16
<b>C-D</b>	138	1,8	9,86	<b>Retenax Flex Iristech</b>	10

Tabla 0.9 Modelos de cable y características de los conductores óptimos para cada tramo de distribución en AC.

### ***Criterio térmico***

Una vez seleccionados los cables según el criterio de la caída máxima de tensión, se debe comprobar si cumplen el criterio térmico. Los fabricantes dan las corrientes máximas permisibles por el conductor según el criterio térmico y según los parámetros de ensayo dados por la normativa (en este caso a falta de la normativa boliviana se ha empleado la española según el ITC\_BT\_06 (para acometida y alumbrado exterior) y la norma UNE 21123. Pero estos valores hay que corregirlos según las condiciones de trabajo del cable. Las normas ITC y UNE indican los coeficientes para temperaturas diferentes a 40°C y condiciones de radiación solar fuerte. En el caso de la Laguna Colorada no se espera que las temperaturas vayan a superar nunca los 30°C. Así los resultados son:

Modelo de cable	Sección [mm²]	Imax instalación [A]	Imax admis. teórica [A]	Coef. radiac.	Coef T <sup>a</sup> (30°C)	Imax admis. corregida [A]
Retenax Flex Iristech	4	6,02	38	0,9	1,1	37,62
Retenax Flex Iristech	25	18	116	0,9	1,1	114,84
Retenax Flex Iristech	16	11,4	91	0,9	1,1	90,09
Retenax Flex Iristech	10	7,13	68	0,9	1,1	67,32

Tabla 0.10 Corrientes máximas admisibles según el criterio térmico para cada cable de distribución en AC. La Imax admisible teórica es la que dan las hojas de características (véase Anexo VII) según el ITC\_BT\_06 y la norma UNE 21123. La Imax instalación es la corriente máxima que soporta el cable según la demanda de potencia máxima del año.

## **Conductores CC**

Serán necesarios tres modelos de conductores CC según la corriente que circule por ellos. Uno deberá soportar la corriente de cada aerogenerador hasta el banco de baterías (E-G), otro la corriente de cada grupo fotovoltaico hasta el regulador de carga que se encuentra junto al banco de baterías (F-G) y un modelo último que soporte toda la corriente entre las baterías y el inversor (G-O).

El cableado será aéreo y exterior al igual que para los conductores CA. Por tanto se seleccionarán modelos de cable también de la empresa Prysmian que sean flexibles y aguanten el agua y la radiación ultravioleta.

### ***Criterio de máxima caída de tensión admisible***

La máxima caída de tensión admisible para los conductores CC se va a considerar del 2% que es la caída de tensión máxima que se recomienda para este tipo de instalaciones con equipos de control. Así, para el bus de 24 V, la tensión mínima será de 23,52 V.

Empleando de nuevo la ecuación (A.33) y con las características de cada tramo recogidas en la siguiente tabla se obtienen las siguientes secciones mínimas necesarias:

Tramo	Distancia [m]	Potencia máx. [W]	Corriente máx. [A] (24 V)	Sección [mm <sup>2</sup> ]	Modelo de cable	Sección comercial [mm <sup>2</sup> ]
E-G	27	1435	59,8	61,28	Retenax Flex Iristech	70
F-G	25	3000	125	118,63	Retenax Flex Iristech	120
G-O	3	5100	212,5	24,20	Retenax Flex Iristech	25

Tabla 0.11 Modelos de cable y características de los conductores óptimos para cada tramo de distribución CC.

### Criterio térmico

Al igual que se hizo con los conductores CA, ahora se realiza la comprobación del criterio térmico para los cables seleccionados.

Modelo de cable	Sección [mm <sup>2</sup> ]	I <sub>max</sub> instalación [A]	I <sub>max</sub> admis. teórica [A]	Coef. radiac.	Coef T <sup>a</sup> (30°C)	I <sub>max</sub> admis. corregida [A]
Retenax Flex Iristech	70	59,8	224	0,9	1,1	221,76
Retenax Flex Iristech	120	125	314	0,9	1,1	310,86
Retenax Flex Iristech	25	212,5	116	0,9	1,1	114,84

Tabla 0.12 Corrientes máximas admisibles según el criterio térmico para cada cable de distribución en CC. La I<sub>max</sub> admisible teórica es la que dan las hojas de características (véase Anexo VII) según el ITC\_BT\_06 y la norma UNE 21123. La I<sub>max</sub> instalación es la corriente máxima que soporta el cable según la demanda de potencia máxima del año.

Se observa que los dos primeros modelos de mayor sección sí cumplen el criterio térmico pero el último no lo cumple. Por tanto para el último hay que sobredimensionar la sección para que cumpla ambos criterios a la vez. Volviendo al catálogo de Prysmian la primera sección que soporta una corriente de al menos 212,5 A es la de la de 70 mm<sup>2</sup>. Será entonces éste el cable seleccionado para cubrir los 3 metros entre las baterías y el inversor.





## Anexo VII - Hojas de características

### ZT 200S/205S mono ZYTECH MÓDULOS



Células	
Tecnología	Silicon monocrystalline
Número de células por módulo	72
Dimensiones	125 × 125 mm

Características estructurales	
Dimensiones L × W × H	1580 × 808 × 40 mm
Peso	16 kg

Características eléctricas			
		ZT 200S	ZT 205S
Potencia máxima	$P_{max}$	200 W	205 W
Tensión a circuito abierto	$V_{oc}$	45.22 V	45.29 V
Tensión punto máx. potencia	$V_{mp}$	38.02 V	38.23 V
Intensidad de cortocircuito	$I_{sc}$	5.75 A	5.75 A
Intensidad punto máx. Potencia	$I_{mp}$	5.26 A	5.36 A
Factor FF		76.92 %	78.72 %
Eficiencia del módulo		15.67 %	16.06 %

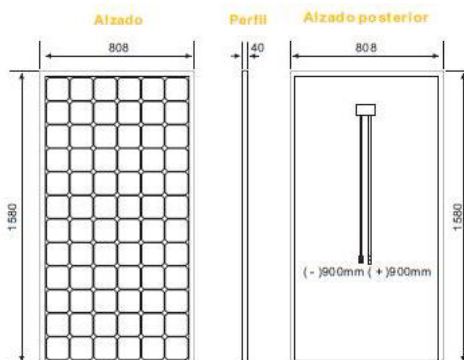
\* En condiciones estándar (STC) Irradiancia 1000W/m², AM1.5, temperatura de la célula 25°C

Características térmicas	
TONC	47°C ± 2°C
Coefficiente de temperatura de $V_{oc}$	- (145 ± 5) mV / °C
Coefficiente de temperatura de $I_{sc}$	0.03 % / °C
Coefficiente de temperatura de $P_m$	- (0.44 ± 0.05) % / °C

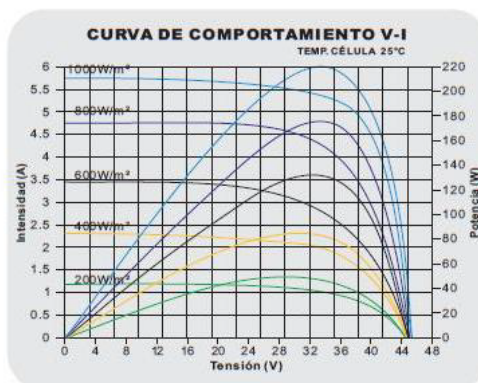
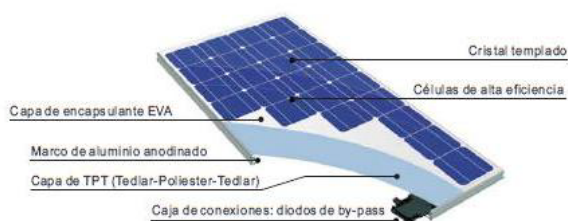
\* TONC: Temperatura de Operación Nominal de la Célula

Parámetros del sistema	
Tensión máxima del sistema	1000 VDC
Máxima intensidad inversa	No aplicar a los módulos tensiones mayores a $V_{oc}$

Características adicionales	
Caja de conexiones	1000 VDC
Conector	Plug type 4
Tolerancia	± 3%
Cable	4 mm²
Longitud del cable	900 mm
Número de diodos de by-pass	3 piezas



#### PARTES DEL MÓDULO



ISO 9001

Zytech Solar se reserva el derecho de modificar las especificaciones sin previo aviso.

**ZYTECH SOLAR** - Zueco Y Technology S.L.  
P. Industrial Centrovía - C/R. Janeiro, 12  
50196 La Muela (Zaragoza) SPAIN  
Tel: +34 976 141819 / Fax: +34 976 141818  
info@zytechsolar.com / www.zytechsolar.com

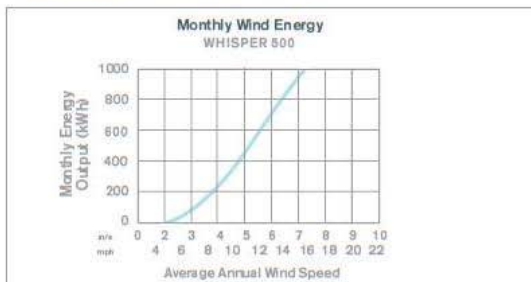
Figura 0.13 Hoja de características del módulo fotovoltaico Zytech 205S.



## WHISPER 500

### SERIOUS OFF-GRID PERFORMANCE

The Whisper 500 delivers significant energy for battery-charging applications. Its simple and rugged design includes a corrosion-resistant body and mechanical overspeed protection. Available with optional Whisper Controller and diversion load. Ships standard with corrosion resistant finish suitable for all environments, including coastal areas and extreme conditions.



### Technical Specifications

Rotor Diameter	4.5 m (15 ft)
Weight	70 kg (155 lbs)
Shipping Dimensions (2 Boxes)	Body: 914 x 635 x 812 mm (36 x 25 x 32") Blades: 2235 x 305 x 152 (88 x 12 x 6")
Mount	12.7 cm pipe (5" schedule 40)
Start-Up Wind Speed	3.4 m/s (7.5 mph)
Voltage	24, 48 VDC (HV 230V available)
Rated Power	3000 watts at 10.5 m/s (24 mph)
Turbine Controller	Whisper controller
Body	Welded steel/ corrosion resistant finish
Blades	2-Carbon reinforced fiberglass
Overspeed Protection	Side-furling
Kilowatt Hours Per Month	538 kWh/mo at 5.4 m/s (12 mph)
Survival Wind Speed	55 m/s (120 mph)
Monitoring	LCD Display



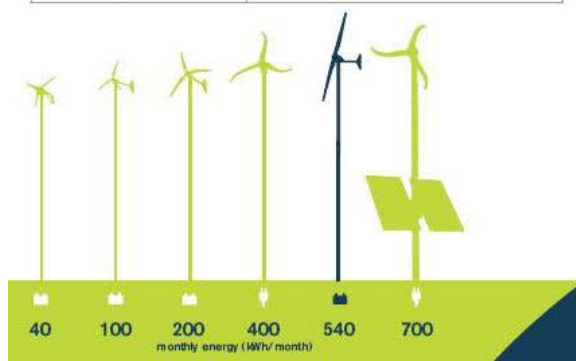
**WHISPER<sup>500</sup>**

FIVE-YEAR WARRANTY



Southwest Windpower Inc. / USA  
tel: +1.928.779.9463

Southwest Windpower GmbH / Germany  
tel: +49 (0) 221 16 53 94 50



[www.windenergy.com](http://www.windenergy.com)

Figura 0.14 Hoja de características del aerogenerador SW Whisper 500



## L16RE-2V DATA SHEET

for Renewable Energy and Backup Power Applications

### PREMIUM LINE

**MODEL:** L16RE-2V with Bayonet Cap  
**DIMENSIONS:** inches (mm)  
**BATTERY:** Flooded/wet lead-acid battery  
**COLOR:** Maroon (case/cover)  
**MATERIAL:** Polypropylene



### PRODUCT SPECIFICATION

BCI GROUP SIZE	TYPE	CAPACITY <sup>1</sup> Amp-Hours (AH)								ENERGY (kWh)	VOLTAGE	TERMINAL Type	DIMENSIONS <sup>2</sup> Inches (mm)			WEIGHT lbs (kg)
		2-Hr Rate	5-Hr Rate	10-Hr Rate	20-Hr Rate	48-Hr Rate	72-Hr Rate	100-Hr Rate	100-Hr Rate				Length	Width	Height <sup>3</sup>	
		PREMIUM LINE - DEEP-CYCLE FLOODED BATTERIES														
903	L16RE-2V*	722	909	1021	1110	1182	1210	1235	2.47	2VOLT	5	11-5/8 (295)	7 (178)	17-11/16 (450)	119 (54)	

### CHARGING INSTRUCTIONS

CHARGER VOLTAGE SETTINGS (AT 77°F/25°C)	
	Voltage per cell
Absorption charge	2.35-2.45
Float charge	2.20
Equalize charge	2.58

Do not install or charge batteries in a sealed or non-ventilated compartment. Constant under or overcharging will damage the battery and shorten its life as with any battery.

### OPERATIONAL DATA

OPERATING TEMPERATURE	SELF DISCHARGE	SPECIFIC GRAVITY
-4°F to 113°F (-20°C to +45°C). At temperatures below 32°F (0°C) maintain a state of charge greater than 60%.	Up to 4% per week	The specific gravity at 100% state-of-charge is 1.280

### TERMINAL CONFIGURATIONS

5 LT	L-Terminal
	Terminal Height Inches (mm)
	1-3/4 (43)
	Torque Values LB-IN (Nm)
	100 - 120 (11 - 14)
	Through-hole Diameter (mm)
	3/8 (10)

\* Polyon™ Case



### CHARGING TEMPERATURE COMPENSATION

To the Voltage Reading – Subtract 0.005 volt per cell (VPC) for every 1°C above 25°C or add 0.005 volt per cell for every 1°C below 25°C.

### EXPECTED LIFE VS. TEMPERATURE

Chemical reactions internal to the battery are driven by voltage and temperature. The higher the battery temperature, the faster chemical reactions will occur. While higher temperatures can provide improved discharge performance the increased rate of chemical reactions will result in a corresponding loss of battery life. As a rule of thumb, for every 10°C increase in temperature the reaction rate doubles. Thus, a month of operation at 35°C is equivalent in battery life to two months at 25°C. Heat is an enemy of all lead acid batteries, FLA, AGM and gel alike and even small increases in temperature will have a major influence on battery life.

- A. The amount of amp-hours (AH) a battery can deliver when discharged at a constant rate at 80°F (27°C) for Premium Line and maintain a voltage above 1.75 V/cell. Capacities are based on peak performance.  
 B. Dimensions are based on nominal size. Dimensions may vary depending on type of handle or terminal. Batteries to be mounted with .5 inches (12.7 mm) spacing minimum.  
 C. Dimensions taken from bottom of the battery to the highest point on the battery. Heights may vary depending on type of terminal.  
 Trojan's battery testing procedures adhere to both BCI and IEC test standards.

**Made in the USA**

Page 1 of 2

L16RE-2V\_TROJAN\_DS\_00112

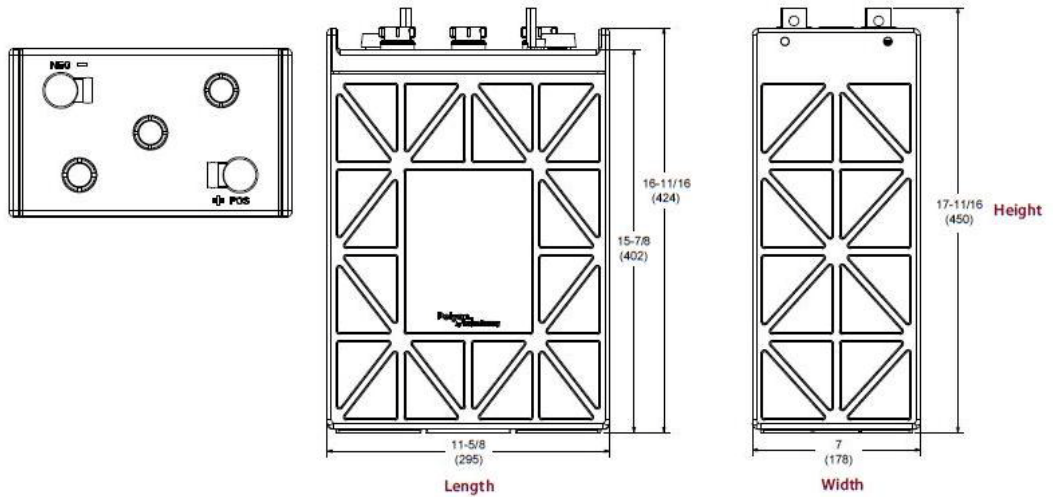


# L16RE-2V DATA SHEET

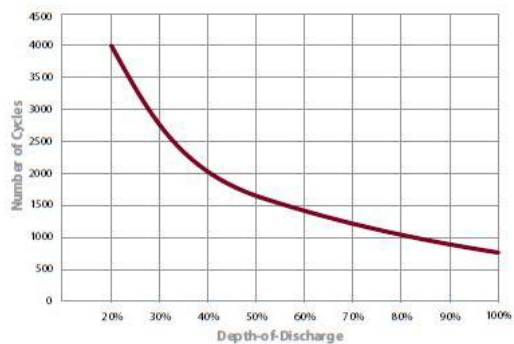
for Renewable Energy and Backup Power Applications

PREMIUM LINE

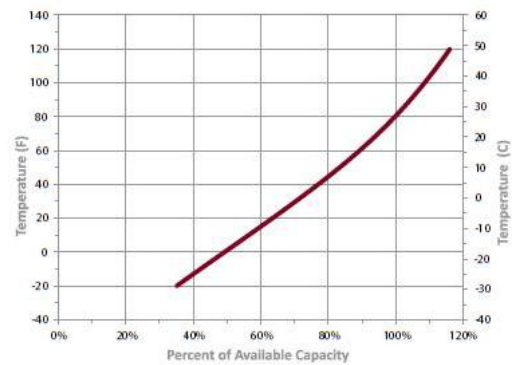
## BATTERY DIMENSIONS (shown with LT)



## TYPICAL CYCLE LIFE IN A STATIONARY APPLICATION



## PERCENT CAPACITY VS. TEMPERATURE



Trojan batteries are available worldwide.  
We offer outstanding technical support, provided by full-time application engineers.  
**call 800.423.6569 or + 1.562.236.3000 or visit [www.trojanbatteryRE.com](http://www.trojanbatteryRE.com)**  
12380 Clark Street, Santa Fe Springs, CA 90670 • USA or email [re@trojanbattery.com](mailto:re@trojanbattery.com)

© 2012 Trojan Battery Company. All rights reserved. Trojan Battery Company is not liable for damages that may result from any information provided in or omitted from this publication, under any circumstances. Trojan Battery Company reserves the right to make adjustments to this publication at any time, without notice or obligation.

Page 2 of 2

L16RE-2V, T16NRE, DS, 02/12

Figura 0.15 Hojas de características de la batería Trojan L16RE-2V.

## BlueSolar charge controllers

[www.victronenergy.com](http://www.victronenergy.com)



### BlueSolar 12/24-PWM

- Low cost PWM controller.
- Internal temperature sensor.
- Three stage battery charging (bulk, absorption, float).
- Protected against over current.
- Protected against short circuit.
- Protected against reverse polarity connection of the solar panels and/or battery.
- With low voltage load disconnect output.
- Optional remote display (20A model only)

Three models: 5A, 10A or 20A at 12V or 24V \*

### BlueSolar 12/24-10



### BlueSolar DUO 12/24-20

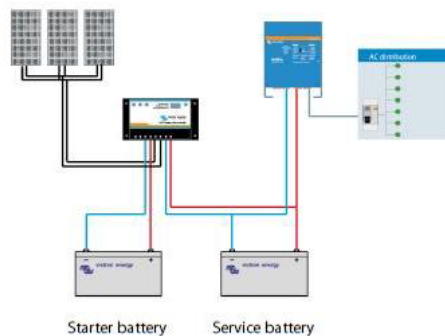
- PWM controller.
- Charges two separate batteries. For example the starter battery and the service battery of a boat or mobile home.
- Programmable charge current ratio (standard setting: equal current to both batteries).
- Charge voltage settings for three battery types (Gel, AGM and Flooded).
- Internal temperature sensor and optional remote temperature sensor.
- Protected against over current.
- Protected against short circuit.
- Protected against reverse polarity connection of the solar panels and/or battery.

20A at 12V or 24V \*

### BlueSolar DUO 12/24-20



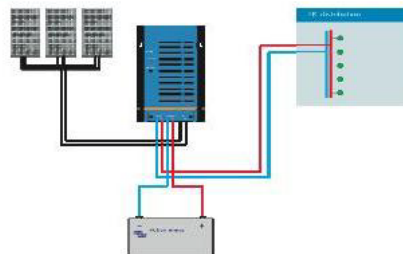
- Two remote displays:
- for BlueSolar 12/24-20
  - for BlueSolar DUO 12/24-20



### BlueSolar MPPT 12/24-40

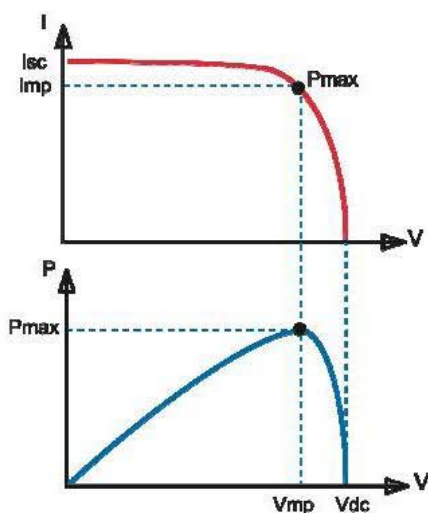
- Maximum Power Point Tracking (MPPT) controller. Increases charge current by up to 30% compared to a PWM controller.
- Charge voltage settings for eight battery types, plus two equalize settings.
- Remote temperature sensor.
- Protected against over current.
- Protected against short circuit.
- Protected against reverse polarity connection of the solar panels and/or battery.
- With low voltage load disconnect output.

40A at 12V or 24V \*



\* For 12V use 36 cells solar panels  
For 24V use 72 cells solar panels

BlueSolar	BlueSolar 12/24-5 BlueSolar 12/24-10 BlueSolar 12/24-20		BlueSolar DUO 12/24-20		BlueSolar MPPT 12/24-40	
	12V	24V	12V	24V	12V	24V
Battery Voltage	12/24V Auto Select (2)		12/24V Auto Select (2)		12/24V Auto Select (2)	
Rated charge current	5/10/20A		20A		40A	
MPPT Tracking	No		No		Yes	
Second battery output	No		Yes		No	
Automatic load disconnect	Yes (maximum load 10/10/20A)		n. a.		Yes (maximum load 15A)	
Maximum solar voltage	28/55V (2)		28/55V (2)		28/55V (2)	
Self-consumption	6mA		4mA		10mA	
Default settings						
Absorption charge (1)	14.4V	28.8V	14.4V	28.8V	14.4V	28.8V
Float charge (1)	13.7V	27.4V	13.7V	27.4V	13.7V	27.4V
Equalization charge	n. a.		n. a.		15.0V	30.0V
Over charge disconnect	n. a.		n. a.		14.8V	29.6V
Over charge recovery	n. a.		n. a.		13.6V	27.2V
Low voltage load disconnect	11.1V	22.2V	n. a.		10.8V	21.6V
Low voltage load reconnect	12.6V	25.2V	n. a.		12.3V	24.6V
Enclosure & Environmental						
Battery temperature sensor	Yes Internal sensor		Yes Internal sensor		Yes Remote sensor	
Temperature compensation	-30mV/°C	-60mV/°C	-30mV/°C	-60mV/°C	-30mV/°C	-60mV/°C
Operating temperature	-35°C to +55°C (full load)		-35°C to +55°C (full load)		0-40°C (full load) 40-60°C (derating)	
Cooling	Natural Convection		Natural Convection		Natural Convection	
Humidity (non condensing)	Max. 95%		Max. 95%		Max. 95%	
Protection class	IP20		IP20		IP20	
Terminal size	6mm² / AWG10		6mm² / AWG10		8mm² / AWG8	
Weight	160/160/180gr		180gr		1400gr	
Dimension (h x w x d)	70x133x34 mm 70x133x34 mm 76x153x37 mm		76x153x37 mm		202x66x140 mm	
Mounting	Vertical wall mount Indoor only		Vertical wall mount Indoor only		Vertical wall mount Indoor only	
Standards						
Safety	EN60335-1					
EMC	EN61000-6-1, EN61000-6-3					
1) BlueSolar 12/24-20, DUO 12/24-20 and BlueSolar MPPT 12/24-40: Other settings possible (see manual)						
2) For 12V use 36 cell Solar panels						
For 24V use 72 cell Solar panels						



#### Maximum Power Point Tracking

**Upper curve:**  
Output current (I) of a solar panel as function of output voltage (V).  
The maximum power point (MPP) is the point  $P_{max}$  along the curve where the product  $I \times V$  reaches its peak.

**Lower curve:**  
Output power  $P = I \times V$  as function of output voltage.  
When using a PWM (not MPPT) controller the output voltage of the solar panel will be nearly equal to the voltage of the battery, and will be lower than  $V_{mp}$ .

Figura 0.16 Hojas de características del regulador de baterías Victron Energy Blue Solar MPPT 12/24-40.



## Inversores Phoenix

1200VA - 5000VA (por módulo)

[www.victronenergy.com](http://www.victronenergy.com)



**Phoenix Inverter**  
24/5000

### SinusMax – Diseño superior

Desarrollado para uso profesional, la gama de inversores Phoenix es ideal para innumerables aplicaciones. El criterio utilizado en su diseño fue el de producir un verdadero inversor sinusoidal con una eficiencia optimizada pero sin comprometer su rendimiento. Al utilizar tecnología híbrida de alta frecuencia, obtenemos como resultado un producto de la máxima calidad, de dimensiones compactas, ligero y capaz de suministrar potencia, sin problemas, a cualquier carga.

### Potencia de arranque adicional

Una de las características singulares de la tecnología SinusMax consiste en su muy alta potencia de arranque. La tecnología de alta frecuencia convencional no ofrece un rendimiento tan extraordinario. Los inversores Phoenix, sin embargo, están bien dotados para alimentar cargas difíciles, como frigoríficos, compresores, motores eléctricos y aparatos similares.

### Potencia prácticamente ilimitada gracias al funcionamiento en paralelo y trifásico.

Hasta 6 unidades del inversor pueden funcionar en paralelo para alcanzar una mayor potencia de salida. Seis unidades 24/5000, por ejemplo, proporcionarán 24 kW / 30 kVA de potencia de salida. También es posible su configuración para funcionamiento trifásico.

### Transferencia de la carga a otra fuente CA: el conmutador de transferencia automático

Si se requiere un conmutador de transferencia automático, recomendamos usar el inversor/cargador MultiPlus en vez de este. El conmutador está incluido en este producto y la función de cargador del MultiPlus puede deshabilitarse. Los ordenadores y demás equipos electrónicos continuarán funcionando sin interrupción, ya que el MultiPlus dispone de un tiempo de conmutación muy corto (menos de 20 milisegundos).

### Interfaz para el ordenador

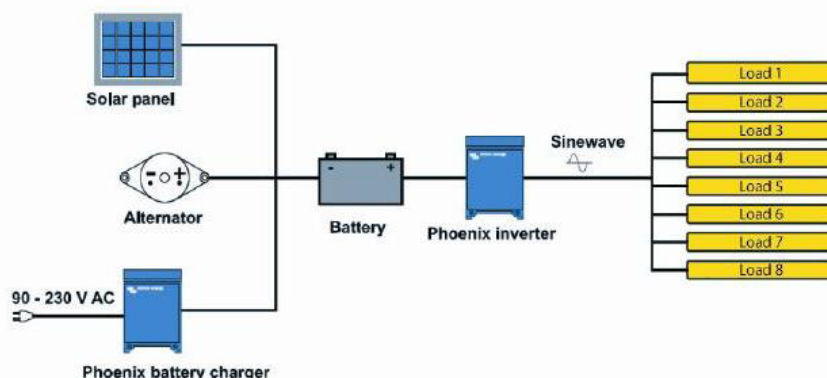
Todos los modelos disponen de un Puerto RS-485. Todo lo que necesita conectar a su PC es nuestro interfaz MK2 (ver el apartado "Accesorios"). Este interfaz se encarga del aislamiento galvánico entre el inversor y el ordenador, y convierte la toma RS-485 en RS-232. También hay disponible un cable de conversión RS-232 en USB. Junto con nuestro software VEConfigure, que puede descargarse gratuitamente desde nuestro sitio Web [www.victronenergy.com](http://www.victronenergy.com), se pueden personalizar todos los parámetros de los inversores. Esto incluye la tensión y la frecuencia de salida, los ajustes de sobretensión o subtensión y la programación del relé. Este relé puede, por ejemplo, utilizarse para señalar varias condiciones de alarma distintas, o para arrancar un generador. Los inversores también pueden conectarse a VENet, la nueva red de control de potencia de Victron Energy, o a otros sistemas de seguimiento y control informáticos.

### Nuevas aplicaciones para inversores de alta potencia

Las posibilidades que ofrecen los inversores de alta potencia conectados en paralelo son realmente asombrosas. Para obtener ideas, ejemplos y cálculos de capacidad de baterías, le rogamos consulte nuestro libro "Electricity on board" (electricidad a bordo), disponible gratuitamente en Victron Energy y descargable desde [www.victronenergy.com](http://www.victronenergy.com).



**Phoenix Inverter Compact**  
24/1600



Victron Energy B.V. | De Paal 35 | 1351 JG Almere | The Netherlands  
General phone: +31 (0)36 535 97 00 | Fax: +31 (0)36 535 97 40  
E-mail: [sales@victronenergy.com](mailto:sales@victronenergy.com) | [www.victronenergy.com](http://www.victronenergy.com)

Inversor Phoenix					
	C12/1200 C24/1200	C12/1600 C24/1600	C12/2000 C24/2000	12/3000 24/3000 48/3000	24/5000 48/5000
Funcionamiento en paralelo y en trifásico	Sí				
INVERSOR					
Rango de tensión de entrada (VDC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Salida	Salida: 230V ± 2% / 50/60Hz ± 0,1% (1)				
Potencia cont. de salida 25 °C (VA) (2)	1200	1600	2000	3000	5000
Potencia cont. de salida 25 °C (W)	1000	1300	1600	2500	4500
Potencia cont. de salida 40 °C (W)	900	1200	1450	2200	4000
Pico de potencia (W)	2400	3000	4000	6000	10000
Eficacia máx. 12/ 24 /48 V (%)	92 / 94	92 / 94	92 / 92	93 / 94 / 95	94 / 95
Consumo en vacío 12 / 24 / 48 V (W)	8 / 10	8 / 10	9 / 11	15 / 15 / 16	25 / 25
Consumo en vacío en modo AES (W)	5 / 8	5 / 8	7 / 9	10 / 10 / 12	20 / 20
Consumo en vacío modo Search (W)	2 / 3	2 / 3	3 / 4	4 / 5 / 5	5 / 6
GENERAL					
Relé programable (3)	Sí				
Protección (4)	a - g				
Puerto de comunicación VEBus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema				
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -20 a +50°C (refrigerado por ventilador) Humedad (sin condensación) Máx. 95%				
CARCASA					
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012) Tipo de protección: IP 21				
Conexiones de la batería	cables de batería de 1,5 metros se incluye		Pernos M8	2+2 Pernos M8	
Conexiones 230 V CA	Enchufe G-ST18i		Abrazadera-resorte	Bornes atornillados	
Peso (kg)	10		12	18	30
Dimensiones (al x an x p en mm.)	375x214x110		520x255x125	362x258x218	444x328x240
NORMATIVAS					
Seguridad	EN 60335-1				
Emisiones / Inmunidad	EN 55014-1 / EN 55014-2				
Directiva de automoción	2004/104/EC	2004/104/EC		2004/104/EC	
1) Puede ajustarse a 60 Hz y a 240V. 2) Carga no lineal, factor de cresta 3:1 3) Relé programable que puede configurarse en alarma general, subtenión de CD o como señal de arranque de un generador (es necesario el interfaz MK2 y el software VEConfigure) Capacidad nominal CA 230V/ 4A Capacidad nominal CC 4 A hasta 35VDC, 1 A hasta 60VDC	4) Protección: a) Cortocircuito de salida b) Sobrecarga c) Tensión de la batería demasiado alta d) Tensión de la batería demasiado baja e) Temperatura demasiado alta f) 230 V CA en la salida del inversor g) Ondulación de la tensión de entrada demasiado alta				



**Phoenix Inverter Control**  
This panel can also be used on a MultiPlus inverter/charger when an automatic transfer switch but no charger function is desired.  
The brightness of the LEDs is automatically reduced during night time.



**Funcionamiento y supervisión controlados por ordenador**  
Hay varias interfaces disponibles:  
- **Convertidor MK2.2 VE.Bus a RS232**  
Se conecta al puerto RS232 de un ordenador (ver "Guía para el VEConfigure")  
- **Convertidor MK2-USB VE.Bus a USB**  
Se conecta a un puerto USB (ver Guía para el VEConfigure")  
- **Convertidor VE.Net a VE.Bus**  
Interfaz del VE.Net (ver la documentación VE.Net)  
- **Convertidor VE.Bus a E-PLEX**  
Interfaz para el sistema E-PLEX. El sistema de conmutación y supervisión digital más avanzado y comprobado en situaciones reales.  
- **Victron Global Remote**  
El Global Remote de Victron es un módem que envía alarmas, avisos e informes sobre el estado del sistema a teléfonos móviles mediante mensajes de texto (SMS). También puede registrar datos de monitores de baterías Victron, Multi, Quattro e inversores en una web mediante una conexión GPRS. El acceso a esta web es gratuito.



**Monitor de baterías BMV-600**  
El monitor de baterías BMV-600 dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de medición de alta resolución de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo, como la fórmula Peukert, para determinar exactamente el estado de la carga de la batería. El BMV-600 muestra de manera selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos o tiempo restante de carga de la batería. El monitor también almacena una multitud de datos relacionados con el rendimiento y uso de la batería.

Hay varios modelos disponibles (ver la documentación del monitor de baterías).

Victron Energy B.V. | De Paal 35 | 1351 JG Almere | The Netherlands  
General phone: +31 (0)36 535 97 00 | Fax +31 (0)36 535 97 40  
E-mail: sales@victronenergy.com | [www.victronenergy.com](http://www.victronenergy.com)



Figura 0.17 Hojas de características del inversor Victron Energy Phoenix 24/3000.



baja tensión

cables para instalaciones interiores o receptoras

**RETENAX FLEX** 

Tensión nominal: **0,6/1 kV** Norma básica: **UNE 21123-2** Designación genérica: **RV-K**

## CARACTERÍSTICAS CABLE



Cable flexible



No propagación de la llama  
UNE EN 60332-1-2



Reducida emisión de halógenos  
UNE EN 50267-2-1



Resistencia a la absorción de agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia a las grasas y aceites

- Norma constructiva: UNE 21123-2.
- Temperatura de servicio (instalación fija): -25 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Ensayo de tensión en c.a. durante 5 minutos: 3500 V.

### Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Reducida emisión de halógenos: UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1; Emisión CIH < 14%.

## DESCRIPCIÓN

### CONDUCTOR

**Metal:** Cobre electrolítico recocido.  
**Flexibilidad:** Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.  
**Temperatura máxima en el conductor:** 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

### AISLAMIENTO

**Material:** Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según HD 603-1.  
**Colores:** Amarillo/verde, azul, gris, marrón y negro; según UNE 21089-1.  
(Ver tabla de colores según número de conductores).



### CUBIERTA

**Material:** Mezcla de policloruro de vinilo (PVC), tipo DMV-18 según HD 603-1.  
**Colores:** Negro, con franja de color identificativa de la sección y que permite escribir sobre la misma para identificar circuitos (ver colores en página siguiente).  
Blanco, suministrado en cajas en las secciones: 2x1.5, 2x2.5, 3G1.5, 3G2.5.

## APLICACIONES

- Cable de fácil pelado y alta flexibilidad para instalaciones subterráneas en general e instalaciones al aire en las que se requiere una mayor facilidad de manipulación y no es obligatorio. Afumex (AS).
  - Redes subterráneas de distribución e instalaciones subterráneas (ITC-BT 07).
  - Redes subterráneas de alumbrado exterior (ITC-BT 09).
  - Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20); salvo obligación de Afumex (AS) (ver ITC-BT 28 y R.D. 2267 / 2004).

Los cables RV-K no están permitidos en servicios provisionales en general (obras, ferias, stands... ITC-BT 33, 34 ...) ni para servicios móviles, ni prolongadores (ver Flexxtreme).

 **PRYSMIAN**  
CABLES & SYSTEMS  
www.prysmian.es  
133

**baja tensión** cables para instalaciones interiores o receptoras

**RETENAX FLEX** IrisTech

Tensión nominal: **0,6/1 kV**

Norma básica: **UNE 21123-2**

Designación genérica: **RV-K**

**CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS**

**DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)**

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Intensidad admisible enterrado (2) A	Caída de tensión V/A km	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1.5	0.7	5.7	42	13.3	21	No Permitido	26,5	21,36
1 x 2.5	0.7	6.2	54	7.98	29	No Permitido	15,92	12,88
1 x 4	0.7	6.6	70	4.95	38	No Permitido	9,96	8,1
1 x 6	0.7	7.2	91	3.3	49	44	6,74	5,51
1 x 10	0.7	8.3	135	1.91	68	58	4	3,31
1 x 16	0.7	9.4	191	1.21	91	75	2,51	2,12
1 x 25	0.9	11	280	0.78	116	96	1,59	1,37
1 x 35	0.9	12.5	389	0.554	144	117	1,15	1,01
1 x 50	1	14.2	537	0.386	175	138	0,85	0,77
1 x 70	1.1	15.8	726	0.272	224	170	0,59	0,56
1 x 95	1.1	17.9	958	0.206	271	202	0,42	0,43
1 x 120	1.2	18.9	1170	0.161	314	230	0,34	0,36
1 x 150	1.4	21.2	1460	0.129	363	260	0,27	0,31
1 x 185	1.6	23.8	1830	0.106	415	291	0,22	0,26
1 x 240	1.7	26.7	2310	0.0801	490	336	0,17	0,22
1 x 300	1.8	29.3	3100	0.0641	630	380	0,14	0,19
-								
2 x 1.5	0.7	8.7	95	13.3	24	No Permitido	30,98	24,92
2 x 2.5	0.7	9.6	125	7.98	33	No Permitido	18,66	15,07
2 x 4	0.7	10.5	165	4.95	45	No Permitido	11,88	9,46
2 x 6	0.7	11.7	215	3.3	57	53	7,9	6,42
2 x 10	0.7	13.9	330	1.91	76	70	4,67	3,84
2 x 16	0.7	16.9	503	1.21	105	91	2,94	2,45
2 x 25	0.9	20.6	775	0.78	123	116	1,86	1,59
2 x 35	0.9	23.6	1060	0.554	154	140	1,31	1,16
2 x 50	1	27	1470	0.386	188	166	0,99	0,88
-								
3 G 1.5	0.7	9.2	110	13.3	24	No Permitido	30,98	24,92
3 G 2.5	0.7	10.1	150	7.98	33	No Permitido	18,66	15,07
3 G 4	0.7	11.1	200	4.95	45	No Permitido	11,88	9,46
3 G 6	0.7	12.3	270	3.3	57	53	7,9	6,42
3 G 10	0.7	14.7	415	1.91	76	70	4,67	3,84
3 G 16	0.7	18	639	1.21	105	91	2,94	2,45
3 x 25	0.9	21.4	946	0.78	110	96	1,62	1,38
3 x 35	0.9	25.1	1355	0.554	137	117	1,17	1,01
3 x 50	1	28.8	1900	0.386	167	138	0,86	0,77
3 x 70	1.1	32.3	2550	0.272	214	170	0,6	0,56

(1) Instalación en bandeja al aire (40°C).

→ XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).

→ XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).

→ XLPE3 con instalación tipo E → columna 10 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(2) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K-m/W.

→ XLPE3 con instalación tipo Método D (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→ XLPE2 con instalación tipo D (Cu) → 2x, 3G monofásica.

(Ver página 23).

**PRYSMIAN**  
CABLES & SYSTEMS  
www.prysmian.es

135

Figura 0.18 Hojas de características del cable de distribución Prysmian Retenax Flex Iristech

## Anexo VIII - Líneas de programa de Matlab

En este anexo se presentan las líneas de programación del programa para la simulación y optimización de un sistema híbrido eólico fotovoltaico realizado con MATLAB. Todos los parámetros introducidos corresponden a los modelos de los equipos seleccionados para el sistema (módulo fotovoltaico Zytech 205S, aerogenerador SW Whisper 500) y los datos de los recursos renovables solar y eólico de la Laguna Colorada.

Los datos del recurso renovable solar y eólico en la Laguna Colorada, la temperatura ambiente, la demanda y la curva de potencia del aerogenerador se importan al programa de MATLAB desde una base de datos contenida en una hoja Excel. (Datos\_horarios\_anuales\_lag\_colorada). Debido a la extensión de este archivo, sólo se adjunta al proyecto en formato digital.

A continuación se escriben las líneas de programación:

```
%Este programa calcula las combinaciones factibles de tamaño del banco
de
%baterías, número de módulos FV y aerogeneradores para un valor
deseado de
%LPSP (introducido por el usuario) para el periodo de un año (t=8760)
%según los recursos renovables existentes en la Laguna Colorada
(Bolivia) y
%según los parámetros introducidos para los modelos de módulo
fotovoltaico,
%batería y aerogenerador seleccionados. Además, calcula de todas las
%soluciones factibles, todas aquellas que no están sobredimensionadas
para
%el LPSP introducido y halla la combinación de menor coste según el
coste
%actual equivalente.
```

```
%Es posible introducir diferentes valores de los recursos (en la hoja
%Excel) o cambiar los parámetros de los equipos en este mismo archivo.
```

```
%Para iniciar el programa, escriba "optimizacion" en la consola de
MATLAB
```

```
clear
clc
```

```
disp ('Iniciando programa de simulación y optimización de un sistema
híbrido eólico fotovoltaico. ');
disp ('Por favor, espere... ');
disp ('_____ ');
disp (' ');
```

```
%INTRODUCCIÓN DE LOS PARÁMETROS DEL SISTEMA
```

```
%Obtención de datos externos desde Excel (datos horarios): radiación
en plano
% inclinado (Gt), temperatura ambiente (Ta), velocidad del viento a la
altura
% Href (Vref) y la demanda horaria (Eload)
[data]=xlsread('Datos_horarios_anuales_lag_colorada','Datos_horarios',
'A1:E8762');
```

```
%Parámetros del módulo fotovoltaico
rendr=0.1606;    %Rendimiento de referencia del módulo
Apv=1.27664;    %Área del módulo [m2]
rendpt=1;       %Rendimiento del seguidor de potencia.
betat=0.0044;   %Coeficiente de eficiencia potencia-temperatura (-
0,44%)
Tr=25;          %Temperatura de referencia de la célula (25°C)
TONC=47;        %Temperatura de operación nominal de la célula (47°C)
rendsuc=0.9;    %rendimiento (por pérdidas por suciedad...)

%Parámetros de la turbina
Href=20;        %Altura de medida de la velocidad del viento (20m)
H=23;           %Altura del eje de la turbina (23m)
alfa=1/7;       %Exponente de la ley de potencia
[wgdata]=xlsread('Datos_horarios_anuales_lag_colorada','Datos_horarios
','H2:I28'); %Curva de potencia del aerogenerador

%Parámetros de la batería
DODmax=0.8;     %Máxima profundidad de descarga de las baterías
sigma=0;        %Coeficiente de autodescarga horaria
rendbat=0.85;   %Rendimiento de la batería (carga+descarga)
por=100;        %Carga inicial de las baterías en (%)
Tcf=1;          %Factor de corrección de temperatura

%Parámetros del inversor
rendinv=0.8;    %Rendimiento del inversor

%INICIALIZACIÓN DE LAS VARIABLES DE SIMULACIÓN
LPS=0;          %Pérdida de suministro [W]
Epg=0;          %Energía generada en exceso [W]
Npvmax=70;      %Nº máximo de módulos FV a simular
Nwgmax=20;      %Nº máximo de aerogeneradores a simular
Dautonmax=2;    %Días máximos de autonomía a simular

LPSPdesired=input('Introduzca el valor máximo de probabilidad de
pérdida de suministro (LPSP)(por ejemplo: 0.15):');

%CÁLCULO DE LAS CONFIGURACIONES FACTIBLES PARA EL LPSP INTRODUCIDO
ind=0;          %Indicará si se han encontrado soluciones
factibles
Eloadd=data(8761,5); %Demanda diaria [Wh]
i=1;            %Número de combinación sobre todas las analizadas
p=1;            %Variable para el control de velocidad del
proceso
for Dauton=0:Dautonmax
    Cbt=(Dauton*Eloadd)/(Tcf*DODmax); %Cbt=capacidad total del banco de
baterías en [W*h]
    SOCmax=Cbt;
    SOCmin=(1-DODmax)*Cbt;
    for Nwg=0:Nwgmax
        clc
        disp ('Se están buscando las soluciones. ');
        disp ('Progreso [%]... ');
        disp (round(p/((Nwgmax+1)*(Dautonmax+1))*100));
        for Npv=0:Npvmax
            SOct=por/100*Cbt;
            sumEgen=0;    %Contador de la energía total generada
            sumEpv=0;    %Contador de la energía fotovoltaica generada
```

```

sumEwg=0;           %Contador de la energía generada por el
aerogenerador
sumLPS=0;           %Contador del LPS total
sumEload=0;         %Contador de la carga total requerida
sumEpg=0;           %Contador del exceso de energía generada

for t=1:1:8760;
    %Cálculo de energía total generada en t: Egen=Epv+Ewg
    Gt=data(t,2);    %Radiación plano inclinado
    Vref=data(t,4);   %Velocidad viento a altura Href
    Eload=data(t,5);  %Dato de demanda en la hora t
    %Cálculo energía generada por el grupo fotovoltaico
    Ta=data(t,3);     %Temperatura ambiente
    Tc=Ta+Gt*((TONC-20)/800); %Temperatura de la célula
    rendpv=rendr*rendsuc*rendpt*(1-betat*(Tc-Tr));
    Epv=Npv*rendpv*Apv*Gt;
    %Cálculo energía generada por los aerogeneradores
    V=Vref*(H/Href)^alfa; %Perfil vertical: ley de
potencia
    if V<0.5
        Ewg=Nwg*wgdata(1,2);
    elseif V<=1
        Ewg=Nwg*wgdata(2,2);
    else
        %Relación lineal entre cada par de datos de
velocidad y potencia
        Ewg=Nwg*((V-round(V-1))/(round(V)-round(V-
1)))*(wgdata(round(V)+1,2)-wgdata(round(V-1)+1,2))+wgdata(round(V-
1)+1,2));
    end
    Egen=Epv+Ewg;

    %Cálculo del balance de carga en el banco de baterías
    if Egen>=Eload/rendinv;
        %SOC=ec. carga baterías
        SOC=SOct*(1-sigma)+(Egen-Eload/rendinv)*rendbat;
        if SOC>=SOCmax;
            %cálculo de la energía producida en exceso: Epg
            Epg=Egen-(Eload/rendinv+(SOCmax-SOct)/rendbat);
            SOC=SOCmax;
            LPS=0;
        else
            Epg=0;
            LPS=0;
        end
    else
        %SOC=ec. descarga baterías
        SOC=SOct*(1-sigma)-(Eload/rendinv-Egen);
        if SOC<=SOCmin
            %Cálculo de LPS
            LPS=Eload-(Egen+SOct-SOCmin)*rendinv;
            Epg=0;
            SOC=SOCmin; %orden de parada hacia la carga
        else
            LPS=0;
            Epg=0;
        end
    end
end

SOct=SOC;

```



```

        %Actualización de las variables anuales según cada hora
        sumEpv=sumEpv+Epv;
        sumEwg=sumEwg+Ewg;
        sumEgen=sumEgen+Egen;
        sumEpg=sumEpg+Epg;
        sumLPS=sumLPS+LPS;
        sumEload=sumEload+Eload;
    end

    %Cálculo del LPSP anual
    LPSP=sumLPS/sumEload;
    if LPSP<=LPSPdesired
        ind=1;
        %Guardar configuración (todas las variables)
        A(i,:)=[i Dauton Nwg Npv LPSP sumEgen sumEpg sumEpv
sumEwg];
        i=i+1;
    end
end
p=p+1;
end
end

disp ('_____');
disp (' ');
disp ('La búsqueda de soluciones factibles ha finalizado.');
```

%PRESENTACIÓN DE RESULTADOS: COMBINACIONES FACTIBLES

```

if ind==0 % No se ha obtenido ninguna solución factible
    disp ('Y no se ha encontrado ninguna solución factible.');
    disp ('Pruebe a aumentar el número de módulos FV o aerogeneradores
o el valor de LPSP.');
else % Se ha obtenido alguna solución factible
    %Obtención de las soluciones no sobredimensionadas sobre todas las
factibles
    j=2;
    B(1,:)=A(1,:);
    for i=2:size(A)
        if A(i,3) ~= A(i-1,3)
            B(j,:)=A(i,:);
            j=j+1;
        end
    end
    disp('Número total de combinaciones que cumplen el LPSP
introducido: ');
    disp(i-1);
    disp(' ');
    disp('De todas estas combinaciones, las soluciones no
sobredimensionadas son: ');
    disp(' ');
    k=[' N°combinación' ' Días autonomía' ' N°aerogeneradores' '
N°módulosFV' ' LPSP' ' Egen W' ' Egen exceso W' ' EgenWG W'
' EgenFV W'];
    disp(k);
    for i=1:size(B)
        R(i)=struct('Dias_autonomia',
B(i,2),'N_aerogeneradores',B(i,3),'N_modulos_fotovoltaicos',B(i,4),'LP
SP',B(i,5),'Energia_total_generada_W',B(i,6),'Energia_FV_generada_W',B
(i,7),'Energia_WG_generada_W',B(i,8));
    end
    disp (B);

```

```
%ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS COMBINACIONES NO SOBREDIMENSIONADAS
%(Análisis económico de las configuraciones guardadas en B)

%Introducción de los parámetros económicos
Cwg=10165;      %Coste de un aerogenerador
Cpv=712;        %Coste de un módulo fotovoltaico
Cbatd=9324;     %Coste del banco de baterías para un día de autonomía
Cinv=1976;      %Coste de un inversor
CregMPPT=132;   %Coste del regulador MPPT (uno por cada 7 módulos FV)
Ninv=2;         %Número de inversores necesarios (según potencia y
pico de demanda)
kwg=0.2;        %Proporción del coste de wg para el coste de
instalación
kpv=0.30;       %Proporción del coste de pv para el coste de
instalación
kbat=0.2;       %Proporción del coste de bat para el coste de
instalación
y=15;           %Periodo de vida del sistema (años)
ywg=20;         %Periodo de vida del wg (años)
ypv=20;         %Periodo de vida del pv (años)
ybat=8;         %Periodo de vida de las bat (años)
yinv=11;        %Periodo de vida del inv (años)
kdprima=0.12;   %Tasa de interés nominal(12%)
f=0.03;         %Tasa de inflación(2%)
kman=0.005;     %Proporción del coste de mantenimiento anual
f1=0;          %Tasa de inflación del mantenimiento(2%)
f0=0;          %Tasa de inflación para el replazamiento(2%)

kd=(kdprima-f)/(1+f);      %Tasa de interés real
CRF=(kd*(1+kd)^y)/(((1+kd)^y)-1); %Factor de recuperación del
capital

%Cálculo de los costes de las combinaciones no sobredimensionadas

%Cálculo de los valores anualizados del coste de reemplazamiento

if (y/ywg)>=1      %Número de reemplazamientos de wg
    Nrepwg=round(y/ywg);
else
    Nrepwg=0;
end
anwg=0;
for i=1:Nrepwg
    anwg=anwg+((1+f0)/(1+kd))^(i*Nrepwg);
end

if (y/ypv)>=1      %Número de reemplazamientos de pv
    Nreppv=round(y/ypv);
else
    Nreppv=0;
end
anpv=0;
for i=1:Nreppv
    anpv=anpv+((1+f0)/(1+kd))^(i*Nreppv);
```

```

end

if (y/ybat)>=1           %Número de reemplazamientos de bat
    Nrepbat=round(y/ybat);
else
    Nrepbat=0;
end
anbat=0;
for i=1:Nrepbat
    anbat=anbat+((1+f0)/(1+kd))^(i*Nrepbat);
end

if (y/yinv)>=1           %Número de reemplazamientos de inv
    Nrepinv=round(y/yinv);
else
    Nrepinv=0;
end
aninv=0;
for i=1:Nrepinv
    aninv=aninv+((1+f0)/(1+kd))^(i*Nrepinv);
end

%Cálculo del coste total de cada combinación
for i=1:size(B)
    C(i,1:5)=B(i,1:5);

    %Cálculo del coste de instalación

    Co=kwg*Cwg*C(i,3)+kpv*Cpv*C(i,4)+CregMPPT*C(i,4)+kbat*Cbatd*C(i,5);
    %coste de instalación
    %Cálculo del coste inicial (adquisición más instalación), es
    decir:
    %Ct=Cwg*Nwg+Cpv*Npv+Cbatd*Dauton+Cinv*Ninv+Cinstalación
    C(i,6)=Cwg*C(i,3)+Cpv*C(i,4)+Cbatd*C(i,2)+Cinv*Ninv+Co;

    %Cálculo del coste de reemplazamiento

    Crep=Cwg*C(i,3)*anwg+Cpv*C(i,4)*anpv+Cbatd*C(i,2)*anbat+Cinv*Ninv*aninv;

    %Cálculo del coste de mantenimiento (considerando todos los
    equipos juntos)
    Cman0=kman*C(i,6); %coste de operación y mant en el primer año
    if kd~=f1
        Cman=Cman0*((1+f1)/(kd-f1))*(1-(((1+f1)/(1+kd))^y));
    else
        Cman=Cman0*y;
    end

    %Cálculo del coste total
    C(i,7)=(C(i,6)+Crep+Cman); %CAE
    C(i,8)=(C(i,7)*CRF/B(i,6)); %LCE
end

%PRESENTACIÓN DEL RESULTADO FINAL: COMBINACIÓN ÓPTIMA Y COSTES
[Cmin,pos]=min(C(:,7));

```



```
disp('De estas combinaciones no sobredimensionadas, la configuración  
con un menor coste actual equivalente (CAE) es:');  
disp('_____');  
disp('CONFIGURACION: ');  
disp('Días de autonomía: ');  
disp(C(pos,2));  
disp('Número de aerogeneradores: ');  
disp(C(pos,3));  
disp('Número de módulos fotovoltaicos: ');  
disp(C(pos,4));  
disp('Probabilidad de pérdida de suministro (LPSP) de: ');  
disp(C(pos,5));  
disp('-----');  
disp('PARAMETROS ECONOMICOS: ');  
disp('Coste inicial en [€]:');  
disp(C(pos,6));  
disp('Coste actual equivalente (CAE) [€]:');  
disp(C(pos,7));  
disp('Precio de la energía (LCE) [€/kW]: ');  
disp(C(pos,8)*1000);  
disp('_____');  
  
end
```

# Optimización, análisis de factibilidad y diseño de un sistema híbrido renovable aislado para la producción de energía eléctrica en la Laguna Colorada (Bolivia)

Defensa del P.F.C.

# Índice de la presentación

- Antecedentes
- Marco teórico
- Información sobre la zona del proyecto

## Introducción

- Estudio de la demanda
- Análisis de prefactibilidad
- Tratamiento de datos

## Evaluación

- Selección comercial de los componentes
- Dimensionamiento del sistema híbrido eólico fotovoltaico  
con MATLAB: simulación y optimización
- Dimensionamiento del sistema híbrido con HOMER:  
simulación y optimización
- Diseño de la instalación de la alternativa propuesta:  
híbrido eólico-fotovoltaico-diesel

## Síntesis: dimensionamiento y simulación

- Impacto medioambiental de la alternativa propuesta

## Análisis

- Resultados y conclusiones

## Conclusiones

# Antecedentes

## Origen y justificación

Formación solidaria y desarrollo sostenible

Electrificación rural en Bolivia y el SIN

El problema medioambiental

## Objetivos y alcance



**Sistema  
Interconectado  
de Bolivia**

Análisis de factibilidad con energías renovables



● Central Hidroeléctrica  
○ Central Térmica  
— Línea en 230 kV  
— Línea en 115 kV  
— Línea en 69 kV  
- - Líneas Proyectadas

## Marco teórico

### Tecnologías de generación en sistemas aislados

No renovable

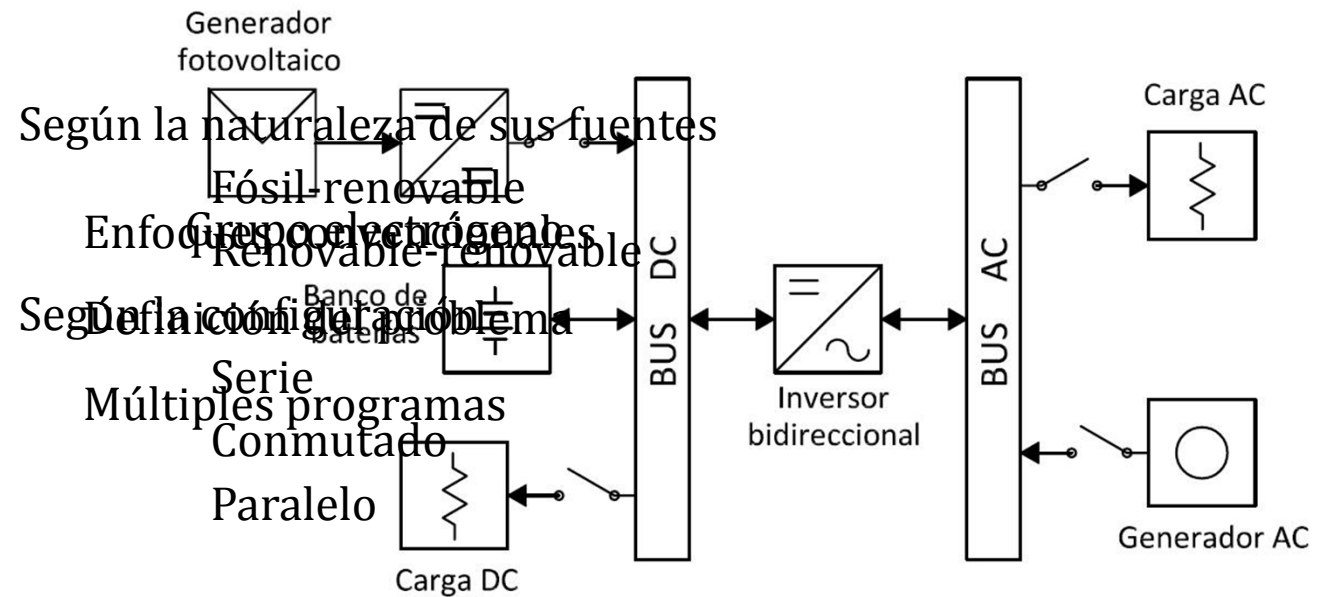
Renovable

Sistemas híbridos

Qué son - ventajas

Tipos

Problema de diseño y optimización





## Marco teórico

### Simulación y optimización

Modelo de funcionamiento de los componentes

Modelo económico

#### Módulo fotovoltaico

$$P_{FV} = \eta_{FV} \cdot A_{FV} \cdot G_L$$

$$LCC = C_I + C_{rep} + C_{om}$$

$$\eta_{FV} = \eta_r \cdot \eta_{pt} [1 - \beta_t (I_c - I_r)]$$

$$C_I = N_{FV} \cdot C_{FV} \quad T_c = T_a + G_t \left( \frac{\tau \cdot \alpha}{U_L} \right)_{bat} + N_{inv} \cdot C_{inv} + C_0$$

$$C_{rep} = C_j \cdot N_j \cdot \sum_{l=1}^{N_{repj}} \left[ \frac{1+f_0}{1+i} \right]^{l \cdot N_{repj}}$$

#### Restricción

$$C_{om} = \left\{ C_{(om)0} \left( \frac{1+f_1}{k_d - f_1} \right)^y \right\} ; k_d \neq f_1$$

$$LPS(t) = E_L(t) - (E_{gen}(t) + SOC(t-1) - SOC_{min}) \eta_{inv}$$

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)}$$

#### Aerogenerador

$$P_{GE} = \begin{cases} P_{N,GE} \left[ \left( \frac{v}{V_N} \right)^3 - LCE \right] & v < V_N \\ \frac{LCC \cdot CRF}{\sum_{t=1}^{8760} E_{gen}(t)} & v < V_p \\ 0 & \text{otro caso} \end{cases}$$

$$CRF = \frac{k_d(1+k_d)^y}{(1+k_d)^y - 1}$$

$$soc(t) = soc(t-1) \cdot \left( 1 - \frac{E_L/\eta_{inv}}{C_B} \right) \cdot \eta_{CB}$$

$$soc(t) = soc(t-1) \cdot (1 - \sigma) + [E_L/\eta_{inv} - (E_{FV}(t) + E_{GE}(t))]$$

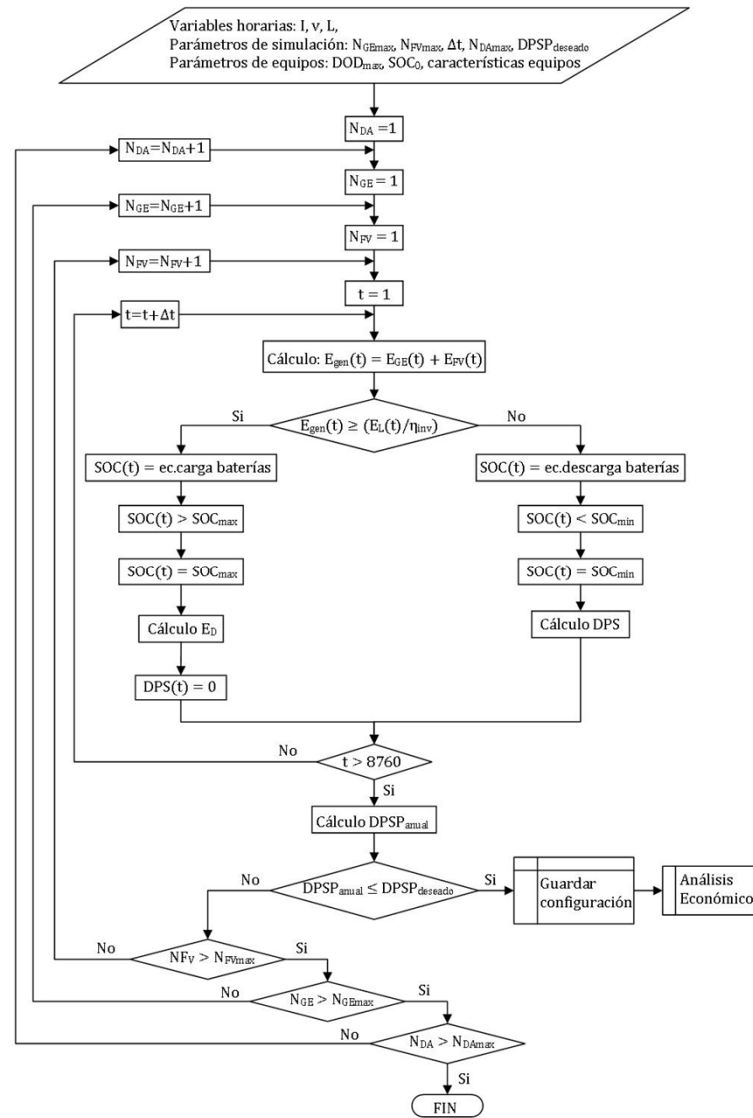
$$soc_{min} \leq soc(t) \leq soc_{max}$$

$$soc_{max} = C_B$$

$$soc_{min} = (1 - DOD_{max}) C_B$$

## Marco teórico

### Algoritmo



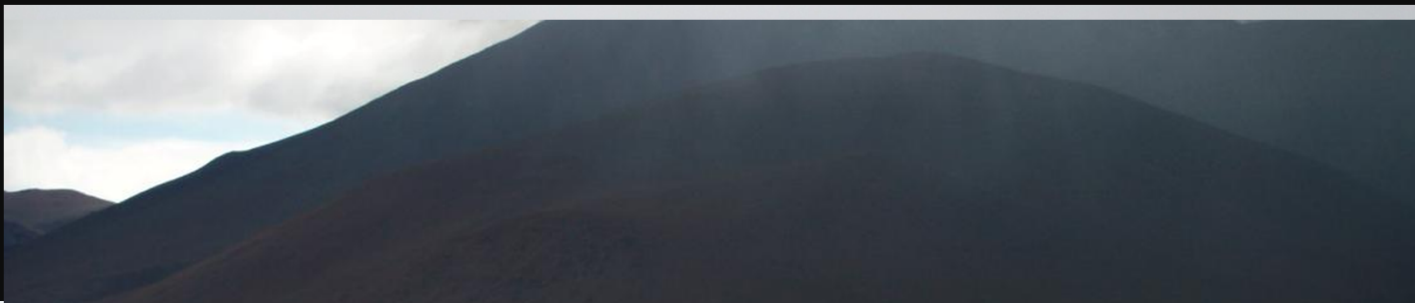
# Información sobre la zona del proyecto

Localización

Comunicaciones, edificaciones y población







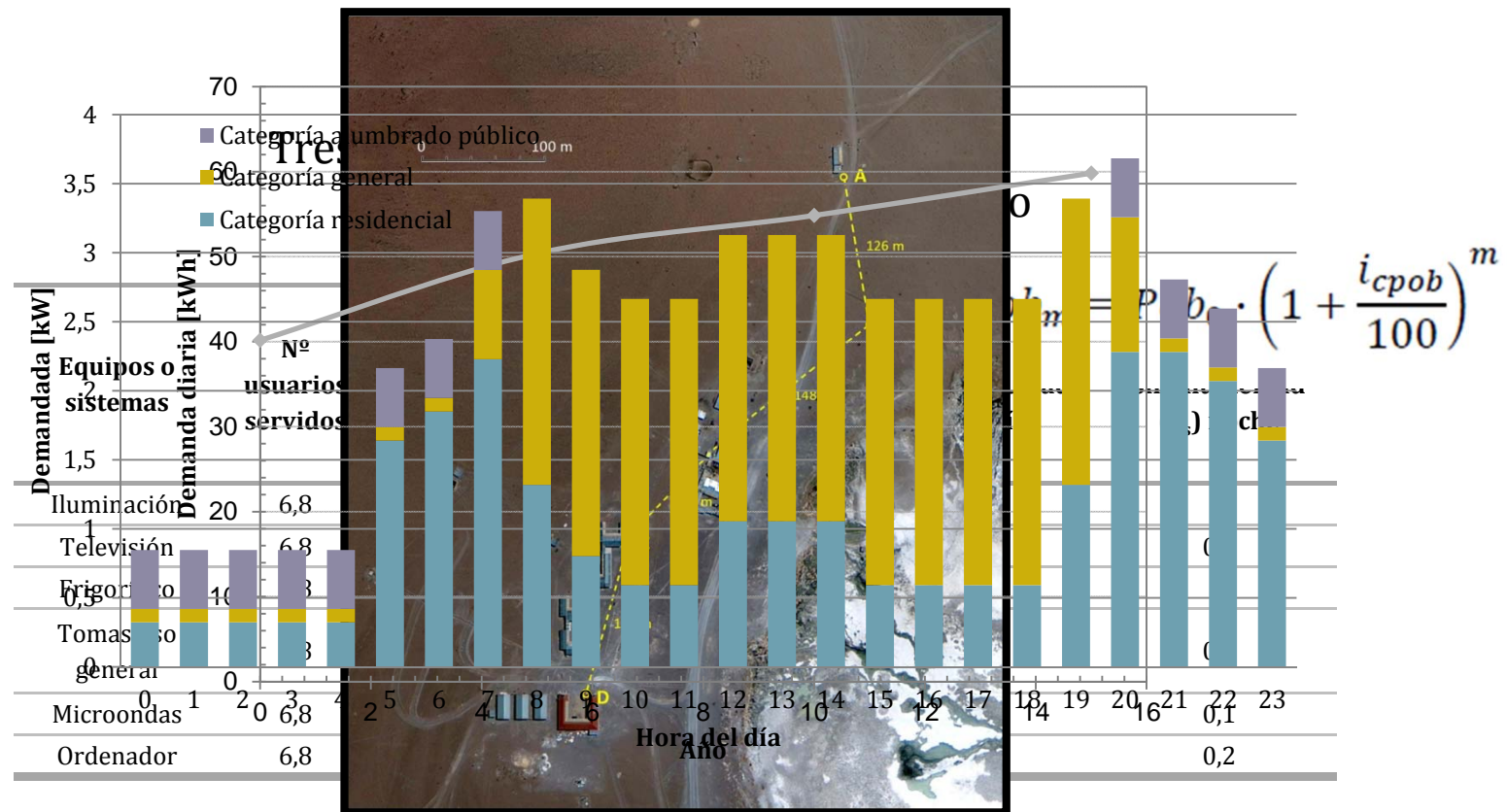
# Estudio de la demanda

Año 0

## Proyección para el año 15

## Resultados

## Carga del sistema generador



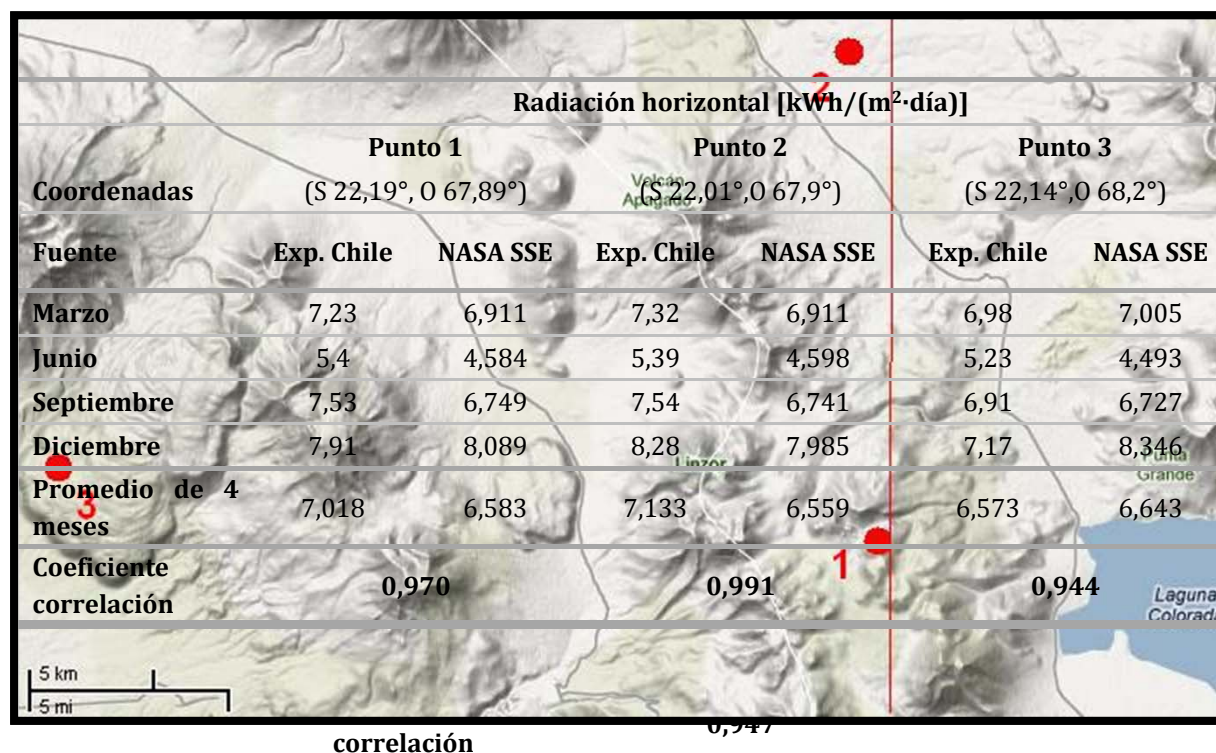
## Análisis de prefactibilidad

Posibles recursos

Origen de datos

Validación

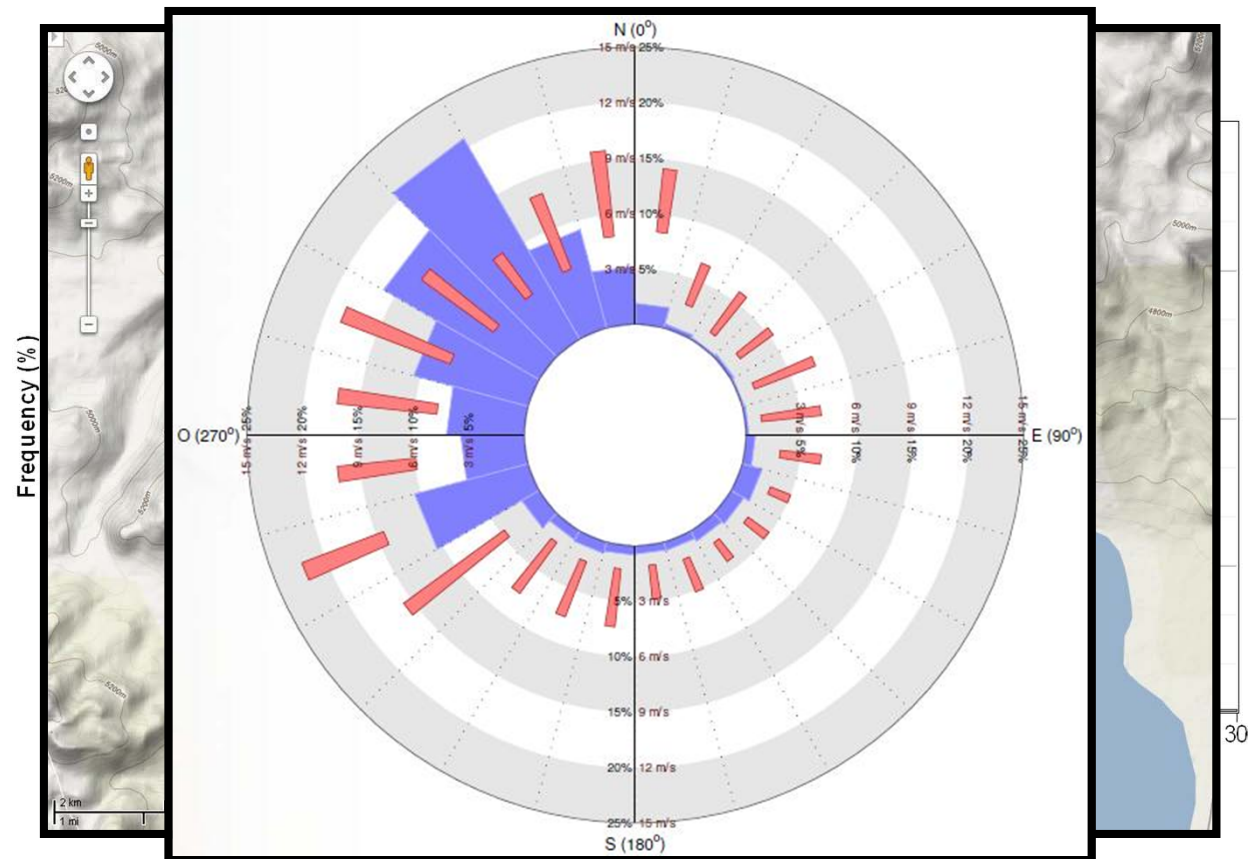
Complementariedad de los recursos



## Tratamiento de datos

Datos eólicos

Datos solares



## Selección comercial de los componentes

Disponibilidad limitada - proceso iterativo

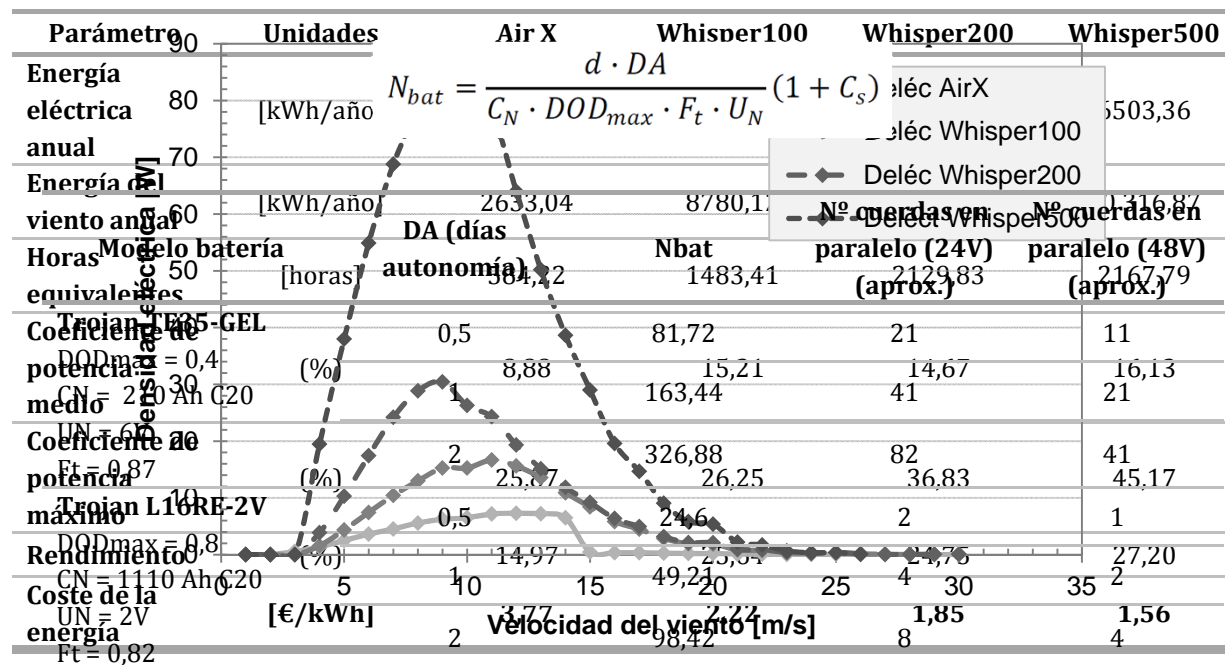
Aerogeneradores

Módulos fotovoltaicos

Baterías

Inversor y rectificador

Regulador de baterías y MPPT





# Dimensionamiento del sistema híbrido eólico-fotovoltaico con MATLAB: simulación y optimización

## Resultados

CONFIGURACION:

Días de autonomía:

2

Número de aerogeneradores:

1

Número de módulos fotovoltaicos:

58

Probabilidad de pérdida de suministro (LPSP) de:

0

-----  
PARAMETROS ECONOMICOS:

Coste inicial en [€]:

96139

Coste actual equivalente (CAE) [€]:

1.3282e+005

Precio de la energía (LCE) [€/kW]:

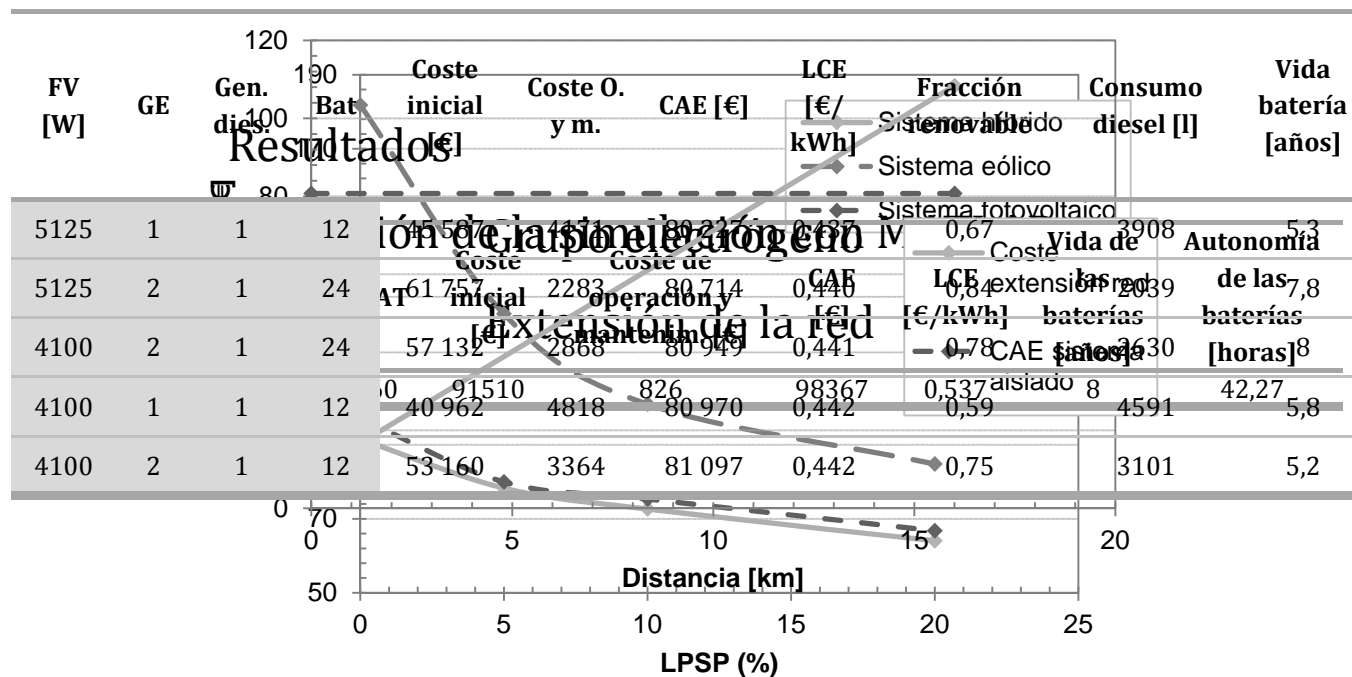
0.4966

# Dimensionamiento del sistema híbrido con HOMER: simulación y optimización

Simulación sistema híbrido renovable-renovable

Valoración de otras alternativas

Selección de la mejor alternativa



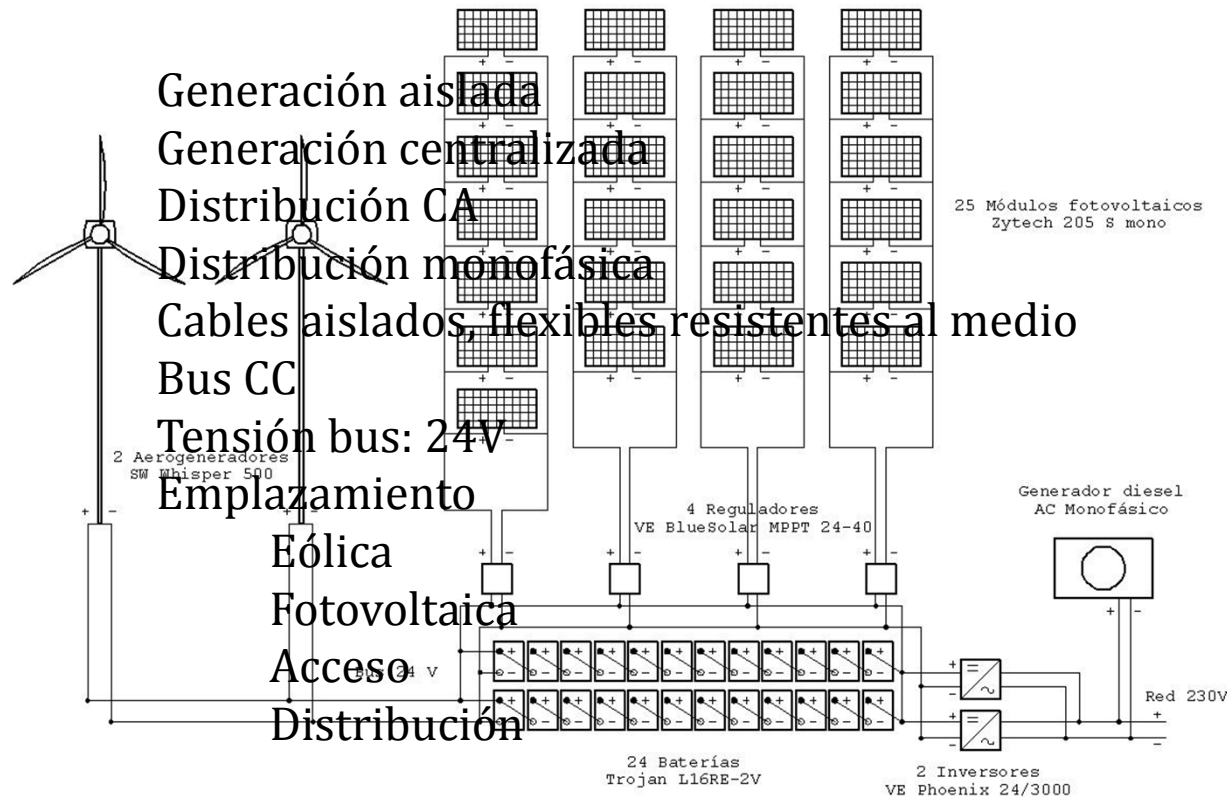
# Diseño de la instalación de la alternativa propuesta: híbrido eólico-fotovoltaico-diesel

Esquema eléctrico

Variables fundamentales

Instalación modular

Mantenimiento





# Impacto medioambiental de la alternativa propuesta

- Módulos fotovoltaicos
- Aerogeneradores
- Baterías
- Distribución CA
- Comunicaciones

### Resultados y conclusiones

- Sistema óptimo muy dependiente del modelo
- Modelo de funcionamiento de MATLAB válido
- Los costes son menores con un sistema híbrido que con una única fuente renovable
- Valores próximos al LPSP=0 implica costes mucho mayores, menos para el sistema híbrido
- Factible la generación con un sistema híbrido eólico-fotovoltaico
- Factible con equipos adquiridos en Bolivia
- Alternativa óptima: sistema híbrido eólico-fotovoltaico-diesel
- Impacto ambiental reducido

Optimización, análisis de factibilidad y diseño de  
un sistema híbrido renovable aislado para la  
producción de energía eléctrica en la Laguna  
Colorada (Bolivia)

Fin de la presentación

**TURNOS DE OBSERVACIONES Y PREGUNTAS**

*Tutor:* Vicente Senosiáin Miquélez  
*Alumno:* Jorge Piedrafita Fernández